

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и управление бизнес-процессами»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И. Р. Руйга
« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01 «Экономика предприятий и организаций (машиностроение)»

Обоснование целесообразности внедрения нового оборудования на предприятии (на
примере Филиала ООО «РН-ВАНКОР»)

Руководитель _____ ст. преподаватель В.В. Бородкина

Выпускник _____ В.Э. Гринчишина

Нормоконтролер _____ Т. П. Лихачева

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Обоснование целесообразности внедрения нового оборудования на предприятии (на примере ООО «РН-ВАНКОР»)» содержит 89 страниц текстового документа, 3 приложения, 70 использованных источника, рисунков – 27, таблиц – 25.

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ, АНАЛИЗ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ВНЕДРЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

Объект исследования – ООО «РН - ВАНКОР».

Цель - обоснование целесообразности внедрения нового оборудования на предприятии.

Задачи:

- осуществить анализ тенденций развития нефтедобывающей отрасли в мире и в России;
- исследовать основные подходы к организации процесса производства на предприятиях нефтедобывающей отрасли;
- провести анализ финансово-хозяйственной деятельности и особенностей организации производственного процесса в ООО «РН-ВАНКОР»;
- выявить основные проблемы производственной деятельности в ООО «РН-ВАНКОР»;
- разработать мероприятия по внедрению нового технологического оборудования в ООО «РН-ВАНКОР» и оценить их эффективность.

Проведен анализ хозяйственной деятельности предприятия, разработаны мероприятия по внедрению нового оборудования. Были установлены проблемы: недостаточный уровень добычи и переработки. В качестве мероприятия представлено: замена оборудования. Рассчитаны объемы вложений для проведения мероприятий и их экономическая эффективность. Проведен расчет эффекта от проведения мероприятий, который составляет 0,8 % .

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Оценка организации процесса добычи в нефтяной отрасли.....	6
1.1 Анализ тенденций развития нефтяной отрасли в мире	6
1.2 Анализ тенденций развития нефтедобывающей отрасли в России и Красноярском крае	12
1.3 Подходы к организации процесса нефтедобычи в нефтяной отрасли.....	27
2 Исследование проблем производственной деятельности ООО «РН-ВАНКОР»	41
2.1 Оценка финансово-хозяйственной деятельности предприятия	41
2.2 Оценка организации процесса добычи на предприятии	53
3 Разработка мероприятий по внедрению нового оборудования на предприятии	65
3.1 Разработка мероприятий по внедрению оборудования на предприятии ...	65
3.2 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий	73
Заключение.....	77
Список использованных источников	79
Приложение А Бухгалтерский баланс ООО «РН-Ванкор».....	86
Приложение Б Отчет о финансовых результатах ООО «РН-Ванкор»	88
Приложение В Выплата процентов и основного долга по кредиту.....	89

ВВЕДЕНИЕ

Нефтедобывающая и перерабатывающая промышленность являлась и остается фундаментом развития экономики страны, основой ее энергетической безопасности, ресурсной базой для таких отраслей, как химическая промышленность и производство строительных материалов. Нефтедобывающая промышленность исторически всегда выступала не только главным источником доходов страны, но и инвестиций (донором) в развитие обрабатывающей промышленности и сельского хозяйства.

Изношенность основных фондов, уменьшение фонда эксплуатационных скважин, их, - недоинвестирование – основные характеристики нефтедобывающей отрасли в настоящее время. Очевидно, при эксплуатации истощенных нефтяных месторождений проблема повышения эффективности нефтедобычи приобретает особенно большое экономическое значение. Для предприятий, характеризующихся снижением производительности основных фондов, наиболее приемлемым является направление, способствующее повышению эффективности нефтедобывающего производства. Оно предусматривает увеличение ресурсного, производственного и экономического потенциала и определяется совершенствованием механизмов реализации организационных и экономических резервов повышения эффективности нефтедобычи. Для решения этих проблем необходимо создать определенные организационные и экономические условия, что позволит продлить экономически оправданный срок разработки и эксплуатации таких месторождений.

Целью бакалаврской работы является разработка и экономическое обоснование мероприятий по внедрению нового оборудования в ООО «РН - ВАНКОР».

Для достижения вышеуказанной цели в работе были поставлены следующие задачи:

- осуществить анализ тенденций развития нефтедобывающей отрасли в России и Красноярском крае;

- исследовать основные подходы к организации процесса производства на предприятиях нефтедобывающей отрасли;
- провести анализ финансово-хозяйственной деятельности;
- оценить организации процесса добычи на предприятии ООО «РН-ВАНКОР»;
- выявить основные проблемы производственной деятельности в ООО «РН-ВАНКОР»;
- разработать мероприятия по внедрению нового технологического оборудования в ООО «РН-ВАНКОР» и оценить их эффективность.

Объектом в бакалаврской работе является ООО «РН -ВАНКОР».

Предметом бакалаврской работы является производственно-хозяйственная деятельность предприятия.

Базой для бакалаврской работы являются данные официальной статистики, рейтинги и исследования по теме выпускной квалификационной работы, отчетность предприятия.

1 Оценка организации процесса добычи в нефтяной отрасли

1.1 Анализ тенденций развития нефтяной отрасли в мире

В данном разделе рассмотрены тенденции развития нефтяной отрасли: структуры мирового спроса на энергоносители, изменения места основных нефтедобывающих стран на мировом рынке нефти. Основной целью раздела является выявление основных перспектив и проблем дальнейшего развития нефтяной отрасли. По прогнозам большинства специалистов, основными источниками энергии еще много лет будут оставаться нефть и природный газ [11]. Роль нефтегазовой отрасли как важнейшего поставщика энергии в мире может сохраниться не менее чем до 2030 года (рисунок 1).

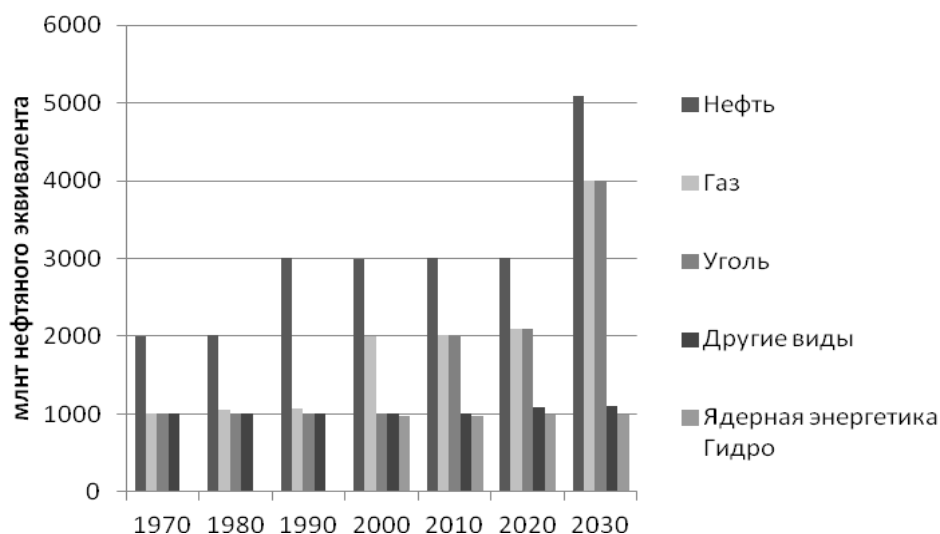


Рисунок 1 – Прогноз структуры источников энергии в мире до 2030 г. , [34;11]

При этом мировой рынок нефти зависит от многих факторов, а именно от политических, экономических, сезонных, региональных, от положения, складывающегося с танкерным флотом.

В мире добывается несколько десятков сортов нефти [33]. Каждая нефтедобывающая страна поставляет на мировой рынок несколько сортов нефти. По химическому составу нефти, существуют эталонные марки нефти а именно:

Сорт нефти Brent crude (Брент).

Нефть сорта Brent (brent oil или brent crude oil) - это низкосернистый сорт нефти, добываемой в Северном море. Свойства Brent: плотность около 380API, серы 0,2-1%, содержание серы - 0,4-0,5%.

Добыча нефти Brent ведется в Северном море. Месторождение Brent расположено в северной части грабена Викинг Центрально-Североморской рифовой системы Североморского нефтегазоносного бассейна. Добытой на месторождении Brent нефть являющейся одной из основных эталонных смесей нефти на мировом рынке. Нефть Brent считается самой подходящей для производства бензина и средних дистилляторов [33].

Обычно перерабатывается на Северо-западе Европы, затем, если цена подходит для экспорта, транспортируется в Восточный залив США или в Средиземноморье.

2. Сорт нефти WTI (ВТИ).

West Texas Intermediate (WTI) или Texas Light Sweet - это эталонный сорт нефти, добываемый в штате Техас (США). В основном используется для производства бензина. Плотность составляет 39,60API, содержание серы - 0,24%.

WTI (West Texas Intermediate) - западотехасский средний сорт, служит маркером для импортируемой в США нефти [33].

3. Сорт нефти Dubai Crude.

Dubai Crude - маркерный сорт нефти, добываемый в Дубае и использующийся с середины 1980-х как эталон в установлении цены на другие марки экспортной нефти в регионе Персидского залива, а также при экспорте в азиатский регион. Маркерная нефть Dubai также известна как Fateh в Объединённые Арабские Эмираты. Сорт Dubai - средняя нефть, имеет плотность 310 API и содержание серы в 2% [33].

4. Сорт нефти Urals.

Это российская марка, она представляет собой нефть, полученную путем смешения нефти со всех месторождений России, осуществляемого в магистральных нефтепроводах «Транснефти». В основе нефти Urals лежит смесь легкой

западносибирской нефти Siberian Light и высокосернистой нефти Урала и Поволжья. В результате в нефти содержание серы составляет 1,2-1,3%, а плотность в градусах API – 31-32 (или 860-871 кг/куб.м). 1 тонна нефти Urals содержит 7,28 барреля. Экспорт происходит по нефтепроводу «Дружба», который проходит через порты Приморск, Усть-Луга (Балтика) и Новороссийский морской торговый порт, расположенный на Черном море [33].

Контракты на поставку нефти Urals обращаются на международных торговых площадках, и цена их зависит от спроса и предложения, как и в случае с прочими сортами нефти.

Спрос на российский эталон достаточно высок, но уступает техасскому сорту и сортам, экспортируемым арабскими странами.

При оценке мировой структуры нефтедобычи в разрезе стран установлено, что основными игроками мирового нефтегазового рынка остаются три страны: Саудовская Аравия, Россия и США.

Динамика изменения объема добычи нефти странами лидерами, по данным исследования Организация стран - экспортёров нефти(ОПЕК) представлена на рисунке 2. Как видно из представленной информации США активно наращивает добычу, выйдя в 2015 году с третьего на второе место, что может привести к росту влияния США на мировые цены на нефть, выход страны в число лидеров экспортеров [33].

России принадлежит от 6,2 % до 13 % (по разным оценкам) разведанных запасов нефти. Наша страна занимает первое место в мире по трубопроводной торговле природным газом и как экспортер нефти делит пальму первенства с Саудовской Аравией. Сегодня более 90 % экспортируемых российских энергоносителей поставляется в государства Европы.

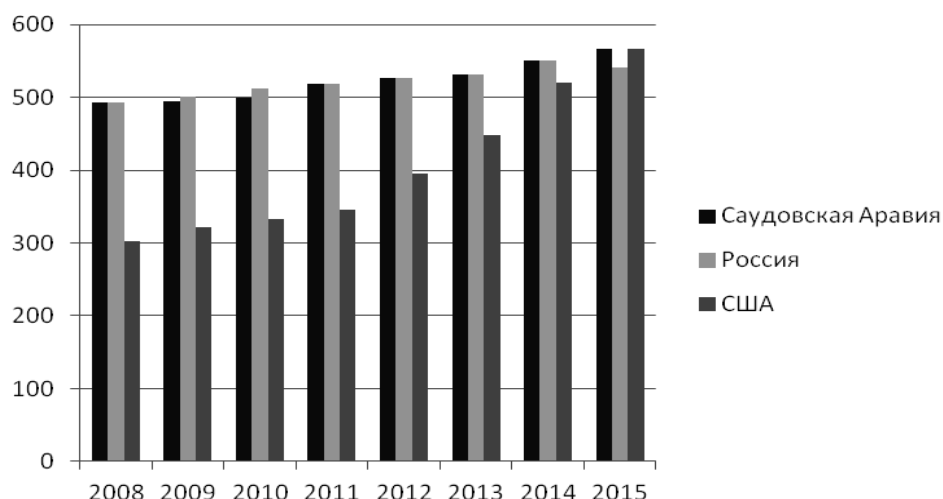


Рисунок 2 – Динамика добычи нефти странами лидерами, млн. т. [33]

По результатам анализа динамики и структуры производственных мощностей первичной переработки нефти по регионам мира и в России с 2010 по 2015 г. В 2012-2014 гг. наблюдается некоторое сокращение мощностей по первичной переработке нефти в странах Европы, что обусловлено, с одной стороны, умеренным спросом на энергоносители и моторное топливо и падением рентабельности нефтепереработки, а с другой стороны, доступом НПЗ США к дешевому сырью и развитием нефтепереработки в Азии [6]. Кроме того, многие аналитики уже в ближайшем будущем прогнозируют невозможность точного определения исключительного мирового лидера по добыче нефти ввиду нескольких факторов: одинаковых объемов добычи, невозможности получения достоверных данных об объемах добываемой нефти, разных методик в определении объемов добычи нефти, которые применяют международные аналитические агентства [6].

Существуют две формы торговли нефтью и нефтепродуктами: контрактная и спотовая [7].

Контрактная форма торговли подразумевает ситуацию, при которой покупатель и продавец договариваются о поставках товара в течение определенного периода и часто по фиксированным ценам. В прошлом контракты подписывались на два, три и более лет [7]. Затем этот период сократился, а цены стали более гибкими.

Спотовая торговля предусматривает сделки краткосрочные. Зачастую спотовая торговля - это продажа одного танкера с нефтью или нефтепродуктами.

Поэтому цены по сделке устанавливаются на конкретный танкер на день сделки [7]. По подсчетам специалистов, в настоящее время примерно 50 – 55% сделок, заключаемых на мировом рынке нефти и нефтепродуктов, совершается на спот-условиях [7].

Износ оборудования и устаревшие технологии обостряют экологическую ситуацию. На сегодняшний день остается важной тенденцией развития мировой нефтяной отрасли является значительный рост интереса к труднодоступным источникам нефти. Крупные нефтедобывающие страны переходят от традиционного сырья к разработке и освоению собственных нетрадиционных ресурсов («трудноизвлекаемые запасы»): сланцевого газа, нефти и газа из твердых коллекторов, нефти из битумных песков. Это объясняется тем, что в нефтедобывающих странах мира увеличивается доля трудно извлекаемых запасов.

Рассмотрим страны с крупнейшими запасами нефти в таблице 1.

Таблица 1 – Страны с крупнейшими запасами нефти [8]

Страна	Запасы, млн/бар	% от мировых запасов	Добыча	На сколько лет хватит
Саудовская Аравия	264,1	21,0	10846	67
Иран	137,6	10,9	4325	87
Ирак	115,0	9,1	2423	130
Кувейт	101,5	8,1	2784	100
Венесуэла	99,4	7,9	2566	106
ОАЭ	97,8	7,8	2980	90
Россия	79,0	6,3	9886	22
Ливия	43,7	3,5	1846	65
Казахстан	39,8	3,2	1554	70
Нигерия	36,2	2,9	2170	46
США	30,5	2,4	6736	12
Канада	28,6	2,3	3238	24
Катар	27,3	2,2	1378	54
Китай	15,5	1,2	3795	11
Ангола	13,5	1,1	1875	20
Члены ОПЕК	955,8	76,0	36705	71
Весь мир	1258,0	100,0	81820	42
ОАЭ	97,8	7,8	2980	90

Анализируя таблицу 1, можно сделать вывод, что самый большой запас нефти имеют Ирак и Венесуэла и в дальнейшем возможно эти государства будут ведущими мировыми державами, так как энергетические ресурсы являются главными источниками жизни на земле. Также видно, что если сложить весь запас нефти в мире, то можно сделать вывод, что этого источника энергии хватит лишь на 40-50 лет. И, в последствии, необходимо будет искать заменяющий нефть энергетический ресурс.

Структура остаточных запасов нефти ухудшается из-за интенсивных отборов нефти преимущественно из активной части запасов и неполного восполнения баланса запасов новыми объемами. Добыча этих ископаемых быстро растет.

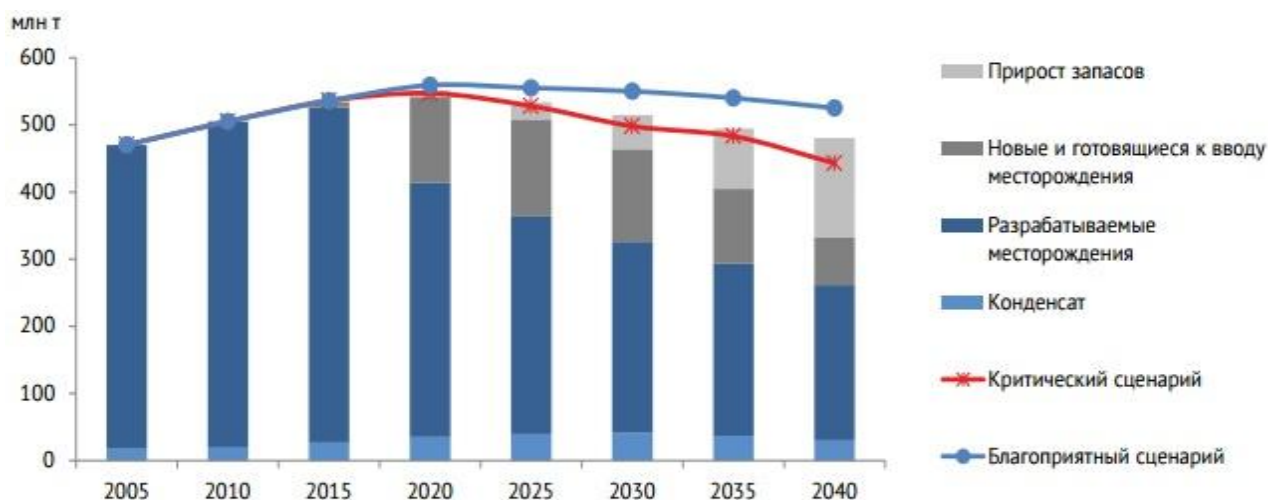


Рисунок 3 – Прогноз добычи жидких углеводородов в России для трех сценариев, [19]

В Критическом сценарии прирост запасов составит 4 млрд. т. Основными сдерживающими факторами станут технологические ограничения со стороны Западных стран в начале прогнозного периода, что не позволит локализовать в России передовые технологии нефтедобычи и повысить эффективность разработки. Кроме того, негативная экономическая конъюнктура и низкие цены на нефть будут создавать ограничения для осуществления масштабных инвестиций в геологоразведку, что не позволит обеспечить значимые объемы добычи за счет прироста новых запасов. Быстрая выработка запасов в начале прогнозного периода на фоне нехватки их

(запасов) прироста приведет к тому, что к 2040 г. добыча окажется существенно ниже уровня вероятного сценария - 443 млн. т в год. В Благоприятном сценарии потребуется прирост запасов более чем на 10 млрд. т за 25 лет – это чрезвычайно амбициозная задача, сравнимая с двумя сланцевыми революциями в США. Это потребует заметно более интенсивного развития и внедрения новых технологий добычи, способных обеспечить дополнительный рост среднего коэффициент извлечения нефти, по сравнению с вероятным сценарием, дополнительно на 2-3 %, а также активного проведения геологоразведки. Все это в совокупности способно обеспечить более высокие уровни добычи на всём прогнозном периоде. В этом сценарии в 2040 г. добыча в России составит 515 млн. т в год. В географии российской нефтедобычи революционных изменений не ожидается.

На основании рассмотренного теоретического материала, можно сказать следующее: основными источниками энергии еще много лет будут оставаться нефть и природный газ, так же можно сказать, что отечественный бюджет очень сильно зависит именно от доходов, которые приносит энергетическая отрасль. Нефтяная отрасль является одной из составляющих в мире, которая и обеспечивает большинство валютных и налоговых поступлений в государственные бюджеты.

1.2 Анализ тенденций развития нефтедобывающей отрасли в России и Красноярском крае

Можно отметить, что доля России на мировом рынке - 9,1 % [12]. Нефтяная промышленность России является одной из самых приоритетных отраслей деятельности, это обусловлено тем, что в стране имеется большое количество месторождений нефти, которые эффективно разрабатываются современными и крупными компаниями. Получаемая продукция от деятельности отправляется на экспорт, а также постоянно и эффективно применяется и для потребления. Нефтяная отрасль является одной из составляющих российского топливно-экономического комплекса, которая и обеспечивает большинство валютных и налоговых поступлений в российский бюджет.

Топливо-экономический комплекс (ТЭК) – один из самых важнейших и устойчивых секторов отечественной экономики. Именно он обеспечивает треть объема промышленного производства, четверть производства валового внутреннего продукта, более половины дохода отечественного бюджета. Наибольшая доля всех валютных поступлений также приходится на энергетическую отрасль [22]. Соответственно, отечественный бюджет очень сильно зависит именно от доходов, которые приносит энергетическая отрасль.

На рисунке 4 представлен график, иллюстрирующий динамику стоимости нефти на мировом рынке.

Как свидетельствуют представленные данные (рисунок 14) цена на нефть начала стабилизироваться в 2016 году, главным фактором стал политический – соглашение между странами ОПЕК и странами не входящими в картель о сокращение производства с целью сбалансирования рынка нефти.

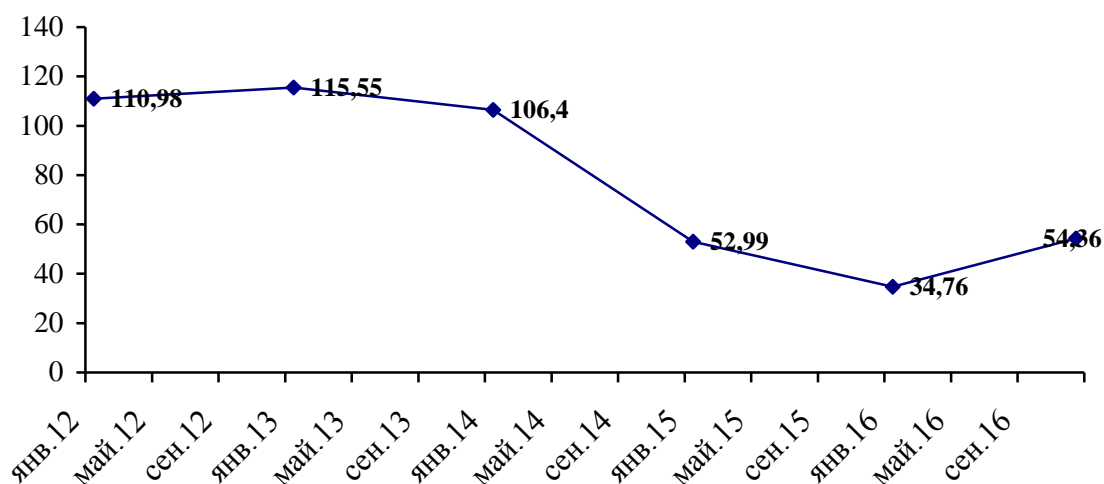


Рисунок 4 – Динамика стоимости нефти на мировом рынке, долл/бар, [10]

По данным Форекс портала построим график динамики спроса и предложения на мировом рынке нефти (рисунок 5).

Как следует из информации, представленной на графике, на всем протяжении после 2013 наблюдается устойчивое превышение объема предложения (переизбыток предложения) над спросом на нефть, что и повлияло на снижение мировых цен на нефть в 2014 году.

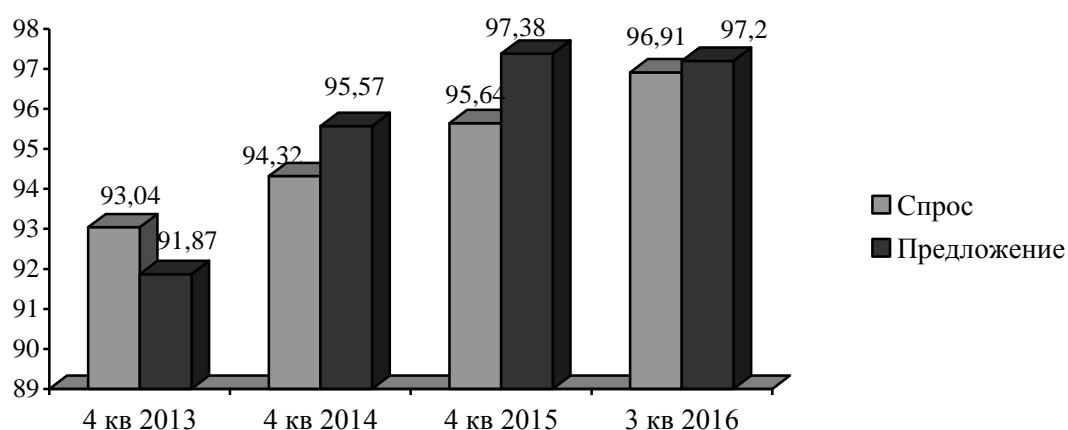


Рисунок 5 – Динамика спроса и предложения на мировом рынке нефти, млн. барр в день, [17]

Используя статистическую информацию [17] систематизируем данные о производстве и потреблении нефти в разрезе страна мира в 2015 году в форме графика рисунке 6.

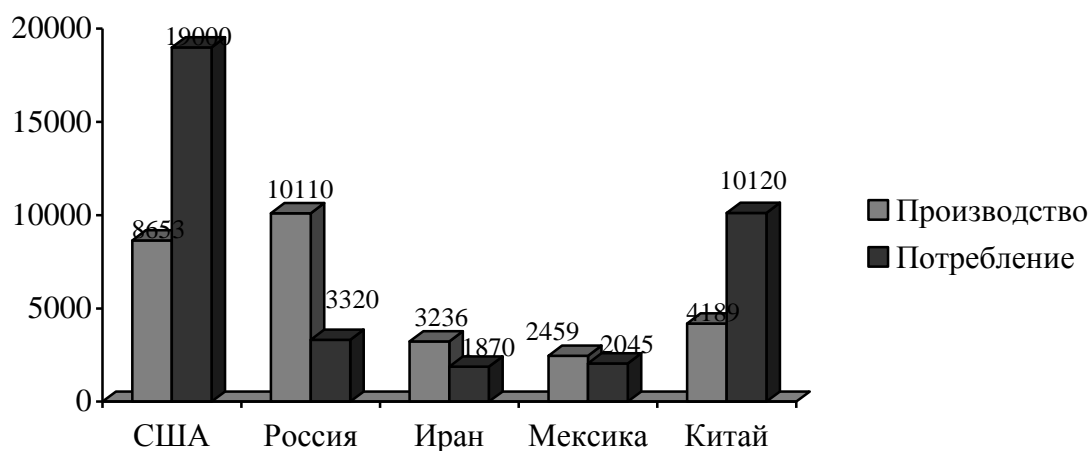


Рисунок 6 – Производство и потребление нефти по некоторым странам мира, барр./сутки, [10]

В 2015 г. спрос на нефть в мире вырос на 1,6 млн барр./сут. что является самым большим показателем с 2010 г. Продолжила расти доля развивающихся стран в мировом потреблении нефти [10].

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА; англ. International Energy Agency, IEA), мировое потребление нефти будет расти в среднем на 1,2 млн барр/сут до 2021 г. и достигнет уровня 100 млн барр/сут в 2020 г.

График динамики потребления нефтепродуктов по странам мира представлен на рисунке 7.

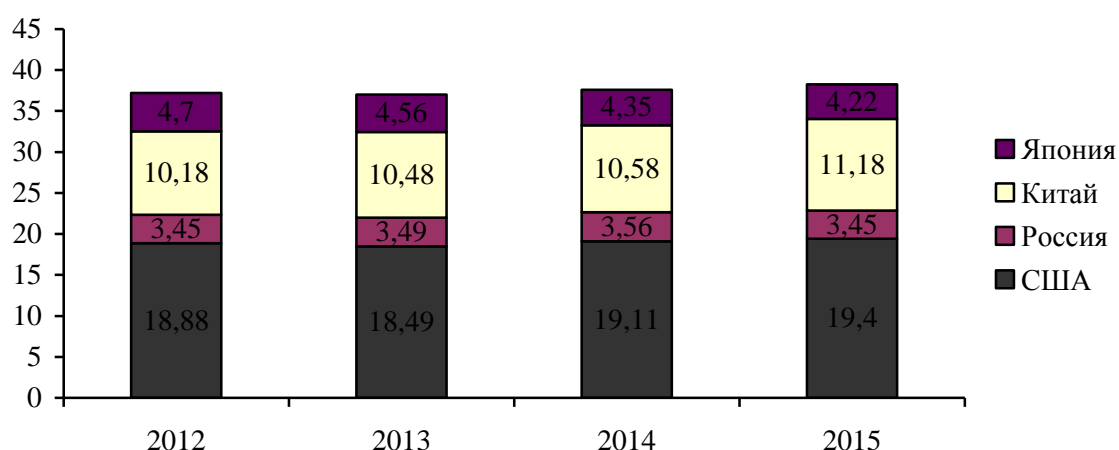


Рисунок 7 – Динамика потребления нефтепродуктов в мире основными потребителями, млн барр/сут

Уровень автомобилизации Китая, Индии и других развивающихся стран далек от уровня развитых стран и обладает большим потенциалом роста. Снижение цен на нефть и, как следствие, на нефтепродукты отразилось на потреблении: рост продаж топлива в Соединенных Штатах Америки, Китае и Индии привел к максимальным темпам роста потребления нефти за пять лет. По прогнозам экспертов основными рынками сбыта нефти и нефтепродуктов станут страны Юго-восточной Азии и Латинской Америки.

Используя статистическую информацию по элементам микроокружения, выделим и оценим факторы микросреды по степени их важности для предприятия (таблица 2). Оценки производятся на основе опроса экспертов (1-3 балла).

Таблица 2 – Оценка важности факторов микросреды

Группа факторов	Фактор	Важность для отрасли	Сила воздействия на предприятие	Степень важности
Потребители	Изменение потребностей и предпочтений покупателя	2	2	4
	Наличие продуктов- заменителей	3	2	3
	Чувствительность покупателя к цене	2	3	6
Поставщики (сервис)	Качество предлагаемых технологий	3	3	9
	Стоимость предлагаемых технологий	2	3	6
	Наличие альтернативных поставщиков	3	3	9
Конкуренты	Уровень используемых технологий	3	2	6
	Уровень затрат на добычу и транспортировку	3	3	9
	Объем и темп прироста ресурсной базы	2	2	4

В таблице 2 эксперты произвели оценку факторов групп внешнего воздействия на фирму по степени важности для нефтедобывающей отрасли (1 – менее важно, 3 – очень важно), по силе воздействия на предприятие (1 – низкое воздействие, 3 – сильное воздействие). Используя ключевые факторы по данным из таблицы 4, выделим по группам потенциальные угрозы для фирмы, и имеющиеся возможности с учетом влияния микросреды внешнего окружения типографии (таблица 3).

На следующем этапе исследования проведем анализ компонентов производственного и финансового потенциала, составляющие внутреннюю среду предприятия:

- ресурсная база, добыча;
- производство, сбыт;
- финансовое состояние;
- организация и управление.

Таблица 3 – Итоги анализа факторов непосредственного окружения

Ключевые факторы	Наименование возможности для предприятия	Наименование угрозы для предприятия
Потребители 1. Изменение предпочтений 2. Чувствительность к цене	1. Развитие нефтехимического производства	1. Снижение спроса на традиционные виды нефтепродуктов
Поставщики (сервис) 1. Качество предлагаемых технологий 2. Стоимость технологий 3. Наличие альтернативных поставщиков	1. Развитие собственного сервиса добычи 2. Увеличение рентабельности добычи и переработки углеводородов	1. Сокращение коэффициента прироста запасов 2. Падение рентабельности 3. Снижение стоимости традиционных видов нефтепродуктов
Конкуренты 1. Уровень используемых технологий 2. Уровень затрат на добычу и транспортировку	1. Развитие нефтехимического производства (диверсификация)	1. Увеличение предложения традиционных видов нефтепродуктов 2. Снижение стоимости традиционных видов нефтепродуктов

Выделим и оценим факторы макроокружения (таблица 4), которые предоставляют возможности или создают угрозы для предприятия.

Таблица 4 – Характеристика ключевых факторов макросреды предприятия

Сфера	Фактор / событие	Влияние	Характеристика фактора
Политическая (правовая)	Действие экономических санкций против нефтяных компаний России	5	Введение западными странами санкций ограничивает доступ нефтяных компаний к новейшим технологиям и инвестициям.
	Предоставление таможенных и налоговых льгот нефтедобывающим компаниям правительством РФ	3	Снижение ставок экспортных таможенных пошлин на нефтепродукты, установлен «отрицательный акциз» в отношении отдельных нефтепродуктов, стимулируют экспорт и рост валютной выручки.
	Создание территорий с режимом наибольшего благоприятствования развитию	1	Создание ТОРов в ряде регионов способствует улучшению условий предпринимательской деятельности, нефтедобычи и экспорта.

Окончание таблицы 4

Экономическая	Замедление темпа роста мировой экономики и экономики РФ	5	Снижение инвестиций, расходов на конечное потребление создает риски снижения спроса на нефть, провоцирует сокращение нефтедобычи.
	Рост обменного курса рубля	3	Рост курса рубля снижает рублевую выручку экспортеров
	Рост мировых цен на нефть	5	Рост стоимости марки Brent выше 57\$ увеличивает объем инвестиций и рентабельность отрасли.
Социальная	Рост интереса населения к использованию электромобилей	1	Рост спроса на автомобили с альтернативными источниками энергии в долгосрочной перспективе может привести к падению спроса на нефтепродукты
	Рост рождаемости	3	Рост рождаемости в странах БРИКС создает предпосылки увеличения спроса на нефтепродукты

1 – слабое влияние, 3 – среднее, 5 – сильное влияние. Данные представлены в таблице 6.

Итоги оценки факторов отражены в таблице 5.

Таблица 5 – Итоги оценка факторов макросреды предприятия

Ключевые факторы	Наименование возможности для предприятия	Наименование угрозы для предприятия
<p>Политическая (правовая) сфера</p> <p>1. Действие экономических санкций против нефтяных компаний России</p> <p>2. Предоставление таможенных и налоговых льгот нефтедобывающим компаниям правительством РФ</p>	<p>1. Использование инновационных форм привлечения иностранного капитала</p> <p>2. Дополнительные доходы в виде таможенных и налоговых льгот</p>	<p>1. Сокращение инвестиций в новые проекты</p> <p>2. Рост стоимости привлекаемых средств</p>

Окончание таблицы 5

Экономическая сфера 1. Замедление темпа роста мировой экономики и экономики РФ 2. Рост мировых цен на нефть	1. Рост инвестиций в освоение новых проектов 2. Увеличение рентабельности нефтедобычи и нефтепереработки	1. Сокращение спроса на нефть и нефтепродукты
Социальная сфера 1. Рост интереса населения к использованию электромобилей	1. Увеличение инвестиционной привлекательности проектов в сфере нефтехимии	1. В долгосрочном периоде сокращение спроса на ГСМ

Рост неопределенности на рынке стал одной из причин отсутствия единой тенденции по изменению размера капитальных вложений в 2016 году среди крупнейших ВИНК. В то же время большинство лидеров рынка не планируют резкого сокращения капитальных вложений. Средства инвестировались на поддержание и расширение разведки и добычи.

По информации ПК «Делойт и Туш Риджинал Консалтинг Сервисис Лимитед [15] в 2015 году общий объем рынка эксплуатационного бурения вырос в России на 12%. Большинство крупных игроков нарастили объемы бурения, реализовав свои годовые планы по эксплуатационному бурению. На рисунке 8 систематизирования информация о основных игроках, осуществляющих капитальные вложения в отрасли в России.

Как следует из информации [15], крупнейшим игроком в отрасли является «Роснефть», которая планирует нарастить объемы эксплуатационного бурения не менее чем на 30%. объем рынка поисково-разведочного бурения уменьшился на 10%, что обусловлено неопределенностью на рынке и приостановкой участия в дорогостоящих ГРП-проектах. В 2016 году наблюдался рост проходки в поисково-разведочном бурении на 1,8% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года [15].

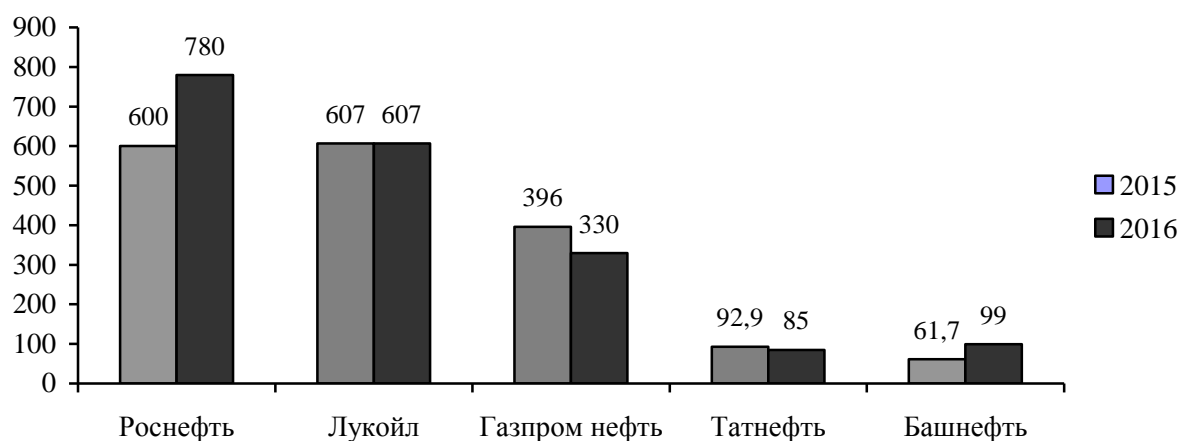


Рисунок 8 – Капитальные вложения компаний отрасли, млрд. руб. [15]

Основные объемы капитальных вложений в 2015 году пришлись на Западную Сибирь.

Капитальные вложения в главный нефтяной регион России увеличились на 17% по сравнению с 2014 годом. Капитальные вложения в Восточную Сибирь выросли на 70%, что обусловлено увеличением добычи в этом регионе. Большинство предприятий отрасли увеличили объемы капитальных вложений по сравнению с 2014 годом, что обусловлено исчерпанием зрелых месторождений, необходимостью в увеличении их нефтеотдачи и изношенностью оборудования.

Основные нефтедобывающие регионы в России характеризуются различным объемом инвестиций в геологоразведку и бурение. Распределение проходки в эксплуатационном бурении по регионам добычи представлено на рисунке 9.

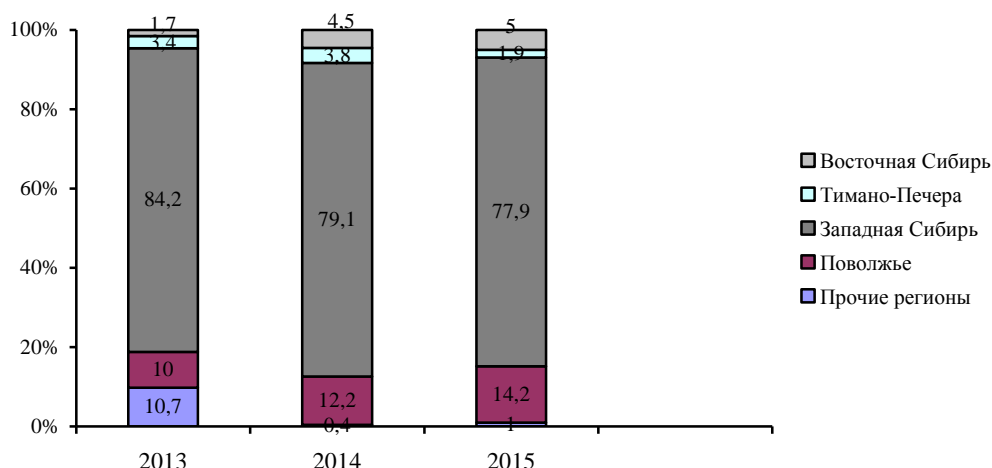


Рисунок 9 – Региональная структура капитальных вложений компаний в эксплуатационное бурение, % [22]

Таким образом, Западная Сибирь по-прежнему является главным нефтяным регионом России, на ее долю приходится 78% проходки в эксплуатационном бурении в России и 52% в поисково-разведочном. Однако с 2013 года доля Западной Сибири в общем объеме проходки в вышеуказанных областях снизилась на 6 и 13 процентных пунктов соответственно.

В Восточной Сибири продолжает наблюдаться стабильный и быстрый рост объемов бурения: проходка за 2013–2015 годы выросла более чем в 3 раза и в 2015 году составила 5% от эксплуатационного бурения по России и 13,5% от поисково-разведочного.

Объемы бурения на Дальнем Востоке продолжают существенно меняться от года к году: в то время как в 2015 году доля в эксплуатационном бурении выросла на 0,7 процентных пункта, по показателю поисково-разведочного бурения наблюдалось падение на 1,4 процентных пункта.

При этом Россия занимает первое место в мире среди нефтедобывающих стран по такому показателю, как превышение производства нефти над потреблением. Уровень этого показателя говорит о том, что большинство произведенной российской нефти предназначено не для внутреннего потребления, а для экспорта. Такая ситуация является очень неоднозначной для развития российской экономики, так как наполняемость российской бюджета зависит именно

от экспорта нефти. Соответственно, если спрос на нефть высокий, то и доходы от продажи будут высокими. В свою очередь, при снижении спроса на нефть доходы в бюджет значительно снижаются [22].

Имеются и другие негативные моменты превалирования нефтяного комплекса над остальными в структуре экономики в целом и экспорте. Как отмечают эксперты, зависимость нашей страны от экспорта нефти, приводит к тому, что наблюдается активный спад производства в других отраслях промышленности и сельском хозяйстве по причине того, что нефтяной сектор обеспечивает высокие поступления в бюджет страны [22].

По данным Федеральной таможенной службы, доходы России от экспорта нефти в 2015 году составили 89,576 млрд. долларов, что на 41,8% ниже уровня 2014 года. Доходы России от экспорта нефти по итогам первого полугодия 2016 года рухнули на 31,5% и составили 32,929 млрд.долл. (48,103 млрд.долл. в 2015 г. Несмотря на то, что физический объем поставок российской нефти в 2015 году увеличился на 9,4%, до 244,485 млн. тонн (в 2014 году - 223,415 млн. тонн), доходы от продажи черного золота упали на 41,8%, до 89,576 млрд. долларов. Основная причина этого - падение цен на нефть на мировых рынках, которое продолжается с лета 2014 года [22]. Ниже представлен график изменения доходов от экспорта нефти [26].

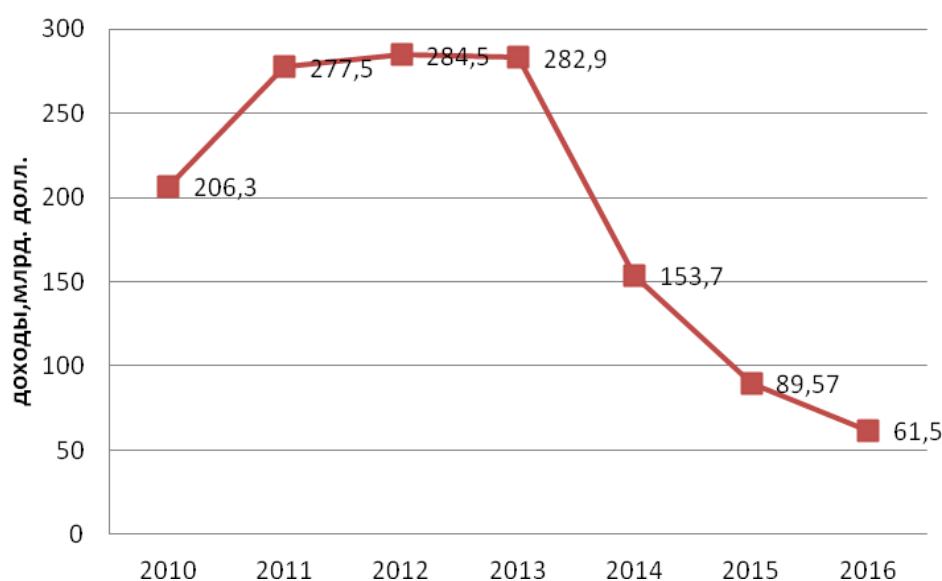


Рисунок 10 – Доходы от экспорта российской нефти, 2014-2016 гг., млн. т.

Отрицательная динамика обусловлена сильным снижением средних контрактных цен, прежде всего на нефть сырую – на 47,0 %, нефтепродукты – на 44,0 %. Вместе с тем физические объемы экспорта нефти сырой выросли на 9,4 % до 244,5 млн. тонн, нефтепродуктов – на 4,1 % до 171,5 млн. тонн. Показатели экспорта нефти за предыдущие пять лет в денежном выражении представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Экспорт нефти и нефтепродуктов России 2011-2015 гг. [26]

Год	Экспорт сырой нефти		Экспорт нефтепродуктов		Экспорт всего
	млрд.долл. США	% , доля экспорта в добыче	млрд.долл. США	% , доля экспорта в добыче	млрд.долл. США
2011	171,7	35,9	91,3	19,1	478,2
2012	180,9	34,5	103,4	19,7	524,7
2013	173,7	33,0	109,2	20,7	526,4
2014	144,6	31,5	108,1	23,5	459,4
2015	89,7	25,9	67,4	19,5	345,6

Кроме того, санкционные меры, наложенные на Россию, несут дополнительное негативное влияние на отечественную экономику. Это связано с тем, что западные страны ввели запрет на определенные виды продукции и технологии. Например, Европейский Союз ввел запрет на тридцать видов продукции для нефтяного сектора. Это касается, в первую очередь, продажи высокотехнологичного оборудования и новых технологий.

Нефтяная промышленность мира активно внедряет вычислительные мощности. Новые технологии, разрабатываемые нефтяными компаниями, предоставляют доступ к ресурсам, залегающим глубоко под водой. Современные системы добычи нефти и газа на шельфе успешно работают на значительных морских глубинах.

Таким образом, существуют различные подходы, зависящие от совершенствования технологий нефти ведет к повышению эффективности эксплуатации нефтяных месторождений, снижению издержек, росту добычи в традиционных районах нефти добычи.

Нефтяная промышленность страны вступила в качественно новую, более сложную стадию развития, когда возникает необходимость резко увеличить объем поисково-разведочных работ, особенно в Сибири [25].

К настоящему времени в разработку вовлечено более 60% текущих запасов нефти. В разработке находится 840 месторождений, расположенных во многих регионах страны: от Калининградской области на западе до о-ва Сахалин на востоке, от о-ва Колгуев в Баренцевом море на севере до предгорий Кавказа на юге. Основным нефтяным регионом является Тюменская область, где сосредоточено более 70% текущих запасов и добывается 66% российской нефти. Вторым по значению районом является Урало-Поволжье, где добывается 27%, далее следует Тимано-Печерская нефтегазоносная провинция - 3,2%, Северный Кавказ - 1,6%, Сахалин - 0,5%.

Большинство старых нефтяных районов вступило в поздние стадии разработки, когда добыча нефти стабилизируется или даже уменьшается. Степень выработанности текущих запасов нефти превысила 50%, в том числе более 30% в Тюменской области, 70% в Волго-Уральской провинции и 80% - на Северном Кавказе. Особенно значительно выработаны запасы на наиболее крупных и высокопродуктивных месторождениях, обеспечивающих основную часть добычи нефти в России. В этой связи одна из важнейших проблем - сохранение высокой производительности старых районов [25].

Сейчас наблюдается «старение» Волго-Уральского района. Его технико-экономические показатели стали ниже по сравнению с прежним уровнем, а добыча нефти (например, в Башкирии) даже сократилась [25].

При «старении» ряда нефтяных районов огромную роль приобретает создание новых нефтяных баз. Среди них резко выделяются Западно-Сибирская низменность, где возникла главная база страны. Добыча Западно-Сибирской нефти возрастала стремительными темпами. В дальнейшем удельный вес этой нефтяной базы сохранится на достигнутом уровне. Из новых нефтяных баз формируется также Тимано-Печерская (крупнейшее месторождение Усинское) [25].

В условиях оптимистического варианта социально-экономического развитие добычи нефти в России может составить начиная с 2015 порядка 505, и возрасти до 520 млн. т. к 2020 году на рисунке 5. При умеренном варианте социально-экономического развития страны добыча нефти прогнозируется существенно ниже - до 450 млн. т. в 2020 году. При критическом варианте рост добычи нефти может продолжаться лишь в ближайшие 1 - 2 года, а затем ожидается падение добычи до 360 млн. т с 2010 года и до 315 млн. т к 2020 году [14].

Однако при любой динамике добычи нефти стратегическими задачами развития отрасли остаются обеспечение необходимой структуры запасов (в том числе территориальной), плавное и постепенное наращивание добычи со стабилизацией ее уровня на долгосрочную перспективу [14].

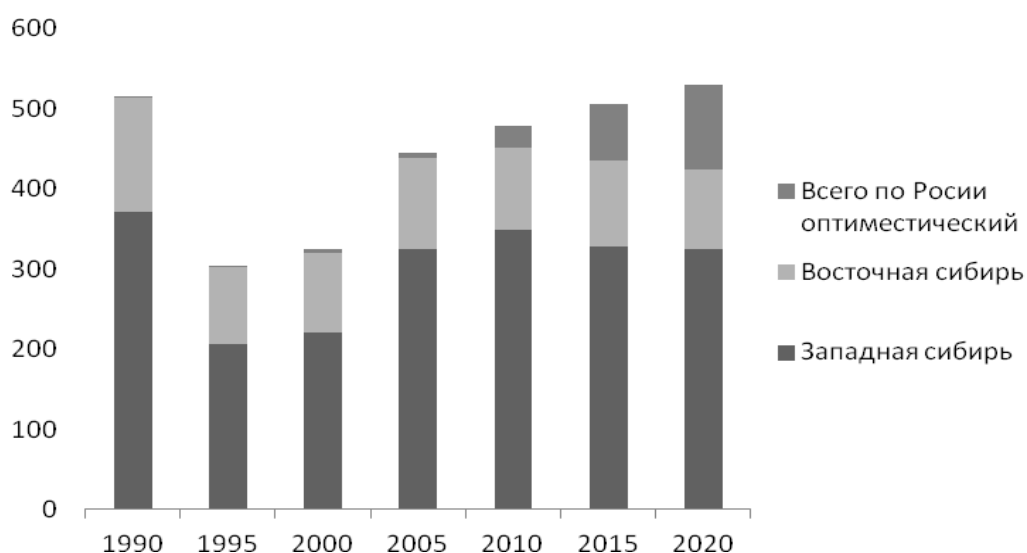


Рисунок 11 – Добыча нефти, млн. т. ,[14]

Добыча нефти будет осуществляться и развиваться как в традиционных нефтедобывающих районах - таких, как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазовых провинциях: на Европейском Севере (Тимано-Печорский район), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на юге России (Северо-Каспийская провинция) [14].

В мировой торговле энергоресурсами предстоят серьезные трансформации в период до 2040 года. Важнейшую роль в изменении направлений поставок сыграет

растущая самообеспеченность Северной Америки благодаря производству нетрадиционных ресурсов нефти и газа. С другой стороны, быстрые темпы роста энергопотребления в развивающихся странах Азии потребуют существенного увеличения поставок в бассейн Тихого и Индийского океанов. К 2040 году чистый импорт нефти и газа в Северную Америку сменится их экспортом. Импорт энергоресурсов в Европу незначительно увеличится (при снижении объемов импортируемой нефти и увеличении импортных поставок газа). Развивающиеся страны Азии будут в первую очередь высокими темпами наращивать импорт нефти [39].

Одним из самых перспективных нефтедобывающих регионов России является Красноярский край, на территории Красноярского края активно проходят геологоразведочные работы, направленные на изыскание новых нефтяных месторождений. Динамично развивается и набирает мощь Ванкорское месторождение, которое находится на севере края, на территории Таймырского Долгано-Ненецкого автономного округа [20]. Существует большое количество уже разведанных нефтегазоносных месторождений, таких как Мессояхское, Пеляткинское, Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Юрубченское и другие, которые находятся на разных этапах развития. На открытых месторождениях достигнут высокий, систематически растущий уровень добычи нефти [20]. Предполагается, что комплексное освоение указанных территорий с формированием соответствующей инфраструктуры морского и трубопроводного транспорта будет способствовать развитию отраслей промышленности, связанных с созданием современных технических средств, технологий поиска, разведки, добычи и транспортировки нефти. В 2015 году, по данным Красноярскстата, в Красноярском крае было добыто 15,146 млн тонн нефти. Это на 17,5% больше, чем в 2014 г. По мнению специалистов отрасли в ближайший период усиленными темпами будет развиваться добыча нефти в Северо-Западном районе нефтегазового комплекса. Значительное развитие нефтедобычи в Юго-Восточном районе. В период с 2013-2017 гг. в обоих районах в сумме было добыто около 54 млн тонн нефти [20]. Основными компаниями, занимающимися добычей углеводородов в регионе,

являются «Ванкорнефть» (дочерняя компания НК «Роснефть»), ОАО «Норильскгазпром», «Таймыргаз», НК «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и ОАО «ТНК-ВР-Менеджмент». Переработка нефти в настоящее время в Красноярском крае представлена Ачинским нефтеперерабатывающим заводом компании «Роснефть» и двумя мини- заводами (Юрубченский и Пайгинский МНПЗ). На Ачинском НПЗ перерабатывается около 6,0 млн т нефти в год, 30 % продукции завода реализуется на территории края, остальная часть – в регионах Сибири [20]. Ведущей отраслью промышленности в Красноярском крае, является нефтедобывающая промышленность, включающая в себя подготовку запасов, добычу нефти и ее внутрирегиональное транспортирование. Более половины ВРП обеспечивает промышленный комплекс края. В 2014 году в структуре промышленного производства края около 27% составляла добыча полезных ископаемых (в них около 92% – добыча топливно–энергетических полезных ископаемых), около 63% – обрабатывающие производства, около 10% – производство и распределение энергии, газа и воды. По итогам 2014 года доля нефтегазового комплекса в структуре промышленного производства края составила 23,3% и обеспечивала занятость около 5,0 тыс. чел. (0,48% от общей численности занятых в экономике края). Вклад края в общероссийское производство составил 3,0% - в добыче нефти, 0,33% – в добыче газа и 3% – в нефтепереработке. В крае наблюдается позитивная динамика по инвестициям в основной капитал. Объясняется подобный рост главным образом увеличением инвестиций в добычу нефти около 45% в 2013 г. и 33% в 2015 г. [20].

1.3 Подходы к организации процесса нефтедобычи в нефтяной отрасли

Как было отмечено в предыдущих разделах, возникает необходимость резко увеличить объем поисково-разведочных работ, особенно в Сибири. Способы добычи нефти зависят от условий залегания и типа местности. Ископаемые могут разрабатываться не только на открытой равнинной местности, но и на континентальном шлейфе, и даже на глубинах мирового океана. Каждый тип

добычи требует особого подхода, поэтому инженеры постоянно находятся в поисках лучших решений [27].

На начальном этапе в любой ситуации вначале проводятся геологические исследования, которые позволяют определить степень трудности ведения будущей разработки [27].

Процесс извлечения нефти различается методами разработки месторождений. На практике используются: первичные, вторичные и третичные методы извлечения [29].

Под первичными методами разработки месторождений подразумевается разработка месторождения, при которой нефть из пласта выходит под естественным давлением. Начальное пластовое давление существует почти всегда и обусловлено, в основном, тем, что залежи находятся глубоко под землёй. После вскрытия залежи скважинами, по мере снижения пластового давления, происходит простое расширение нефти, а также содержащихся вместе с ней в залежи воды и газа. Объём нефти, который не помещается в пласте-коллекторе после расширения – это и есть добытый объём. Таким путем можно добыть в среднем всего порядка 10% геологических запасов. У нетрадиционной нефти бывает такой низкий коэффициент извлечения нефти именно потому, что её часто добывают только первичными методами [29].

Вторичные методы разработки месторождений предполагают закачку в пласт воды или газа через специальные нагнетательные скважины. Этими методами решают две взаимосвязанные задачи: поддержать пластовое давление, чтобы не падали дебиты добывающих скважин; а также обеспечить вытеснение нефти из пласта к добывающим скважинам, чтобы повысить коэффициент извлечения нефти. Типичная нефтеотдача, достигаемая при применении вторичных методов, в среднем 30–40% [29].

Закачка воды применяется чаще, чем закачка газа, так как она, как правило, более эффективна. Можно сказать, что сегодня разработка месторождений нефти с заводнением – это стандартная технология.

Нефть из пласта поступает в скважину в первый период ее эксплуатации под действием гидродинамических сил самого пласта. По мере извлечения нефти в нефтеносный пласт закачивают воду или инертный газ. Это вызывает расходы по увеличению отдачи пласта, которые учитываются обособленно и влияют на формирование уровня издержек производства [29].

Скважинная добыча нефти осуществляется или путем природного фонтанирования под давлением энергии пласта, или при помощи использования механизированного способа поднятия жидкости. Как правило, в самом начале разработки нефтяного месторождения действует фонтанный вид добычи, а позднее ввиду уменьшения фонтанирования скважина переводится на газлифтный или эрлифтный способ добычи или глубинонасосный, в котором добыча нефти осуществляется штанговыми, гидропоршневыми или винтовыми насосами [29].

Способ, называемый газлифтным представляет собой механизм для поднятия капельной жидкости при помощи энергии, которая содержится в сжатом газе, который с ней смешивается. Это технология внесла определенные дополнения в привычный технологический процесс, поскольку при его использовании обязательно наличие компрессорной станции с газосборными трубопроводами и газораспределителями. Весь комплекс, который состоит из нефтяных скважин, трубопровода, различных установок, при помощи которых нефть добывается из недр – все это называют нефтяной промысел. Существует еще одна современная технология добычи нефти в месторождениях, которые разрабатываются при помощи искусственного заводнения - возведение водоснабдительной системы с насосными станциями [29].

Из насосов наиболее распространены штанговые глубинные насосы, поверхностная часть которых выглядит как известные многим «качалки»; а также электроцентробежные насосы, которые с поверхности не выглядят никак. Большая часть нефти добывается с помощью электроцентробежных насосов [29].

Современные системы внутриотраслевой транспортировки скважин, которые осуществляются посредством трубопроводов, включают в себя напорную систему и самотечную. Напорная система подразумевает собственное давление на устье

скважины, а самотечная осуществляется путем преодоления отметки устья над пометкой группового сборного пункта. В процессе разработки нефтяных месторождений, которые находятся на континентальных шельфах, происходит создание морских нефтяных промыслов [29].

Третичными методами разработки месторождений считаются любые методы, направленные на дальнейшее увеличение коэффициент извлечения нефти после вторичных методов. Они очень разнообразны, но более-менее широкое применение на сегодняшний день нашли из них только тепловые и газовые [29].

Тепловые методы применяются для разработки залежей высоковязких нефтей, которые обычно относят к трудноизвлекаемым или нетрадиционным запасам. Поэтому особо большой нефтеотдачи с этими методами не бывает. Заключаются они в закачке в пласт горячей воды или водяного пара: благодаря высокой температуре вязкость нефти понижается и её становится существенно легче добывать. Как видим, тепловые методы, по сути, являются модификацией заводнения – вторичного метода разработки [29].

Газовые методы в основном применяются на залежах традиционной нефти для увеличения нефтеотдачи при заводнении. Здесь обычно также идёт закачка воды, но через определённые регулярные интервалы времени она сменяется закачкой газа в те же нагнетательные скважины, а затем снова возобновляется закачка воды. Таким образом, здесь мы тоже видим модификацию заводнения [29]. Газ при этом закачивается не любой: он должен смешиваться с пластовой нефтью, то есть они должны хорошо растворяться друг в друге. Без этого условия увеличения нефтеотдачи не получится [29].

На месторождениях зачастую внедряется современная система утилизации попутного газа, которая позволит избежать «газовых факелов». Например, на Ванкоре планируется, что часть попутного газа (2500 млрд. кубометров ежегодно) планируется, что будет закачиваться обратно в пласт, для поддержания пластового давления при добыче нефти, а часть - использоваться на собственные нужды, в том числе и для работы уникальной автономной газотурбинной электростанции мощностью в 200 мегаватт, которая даст стабильное энерго- и теплоснабжение всех

объектов добычи, переработки, подготовки добытой нефти и жилых комплексов [29].

Производственный процесс добычи нефти и газа включает:

- добыча, на основе генерирования притока полезных ископаемых к забою и поступление их к устью скважины;
- транспортировку, хранение и подготовку нефти;
- сбор и утилизацию газа;
- передачу нефти и газа потребителям [28].

Добыча нефти на месторождениях осуществляется через скважины, которые перед этим нужно пробурить.

В зависимости от геологических условий нефтяного месторождения выделяют различные типы расположения скважин (бурения):

- вертикальная;
- наклонно-направленная;
- горизонтальная [28].

Наиболее дорогостоящим является наклонно-горизонтальное бурение. Это технология бурения скважин, пространственное положение которых отклоняется от вертикальной линии по любому направлению, вплоть до полного горизонтального расположения. С помощью такой технологии становится возможным добыча нефти из труднодоступных мест, а также разработка сложных участков пород [28].

Наиболее распространенным, универсальным является вертикальное бурение, которое включает в себя множество способов и видов бурения скважин самого разного назначения. «Вертикальное бурение» подразумевает направление скважины (вертикально), а способов осуществления вертикального бурения на сегодняшний момент существует множество. К наиболее распространенным механическим способам вертикального бурения относят:

- вращательный;
- ударно-вращательный;
- ударный;

- роторный;
- турбинный;
- электрогидравлический и гидравлический способы [28].

Роторное бурение вертикальных скважин (наиболее популярное во всем мире) выбирают в тех случаях, когда скважина должна пролегать в толще пластичных глин, сланцах глинистых, в тех условиях, где требуются утяжеленные буровые растворы, а температура в забое достаточно высокая. Турбинное бурение, обладающее высокими скоростями вращения, актуально для прокладки скважин на сравнительно малых глубинах, а редукторные турбобуры позволяют производить бурение глубоких и сверхглубоких вертикальных скважин, при очень высоких значениях температур [28].

На текущий момент именно горизонтальное бурение является драйвером роста проходки в РФ. Большинство крупных игроков продолжили наращивать проходку в горизонтальном бурении. По итогам года проходка в горизонтальном бурении у компаний «Газпром нефть» и «Славнефть» превысила проходку в наклонно-направленном бурении.

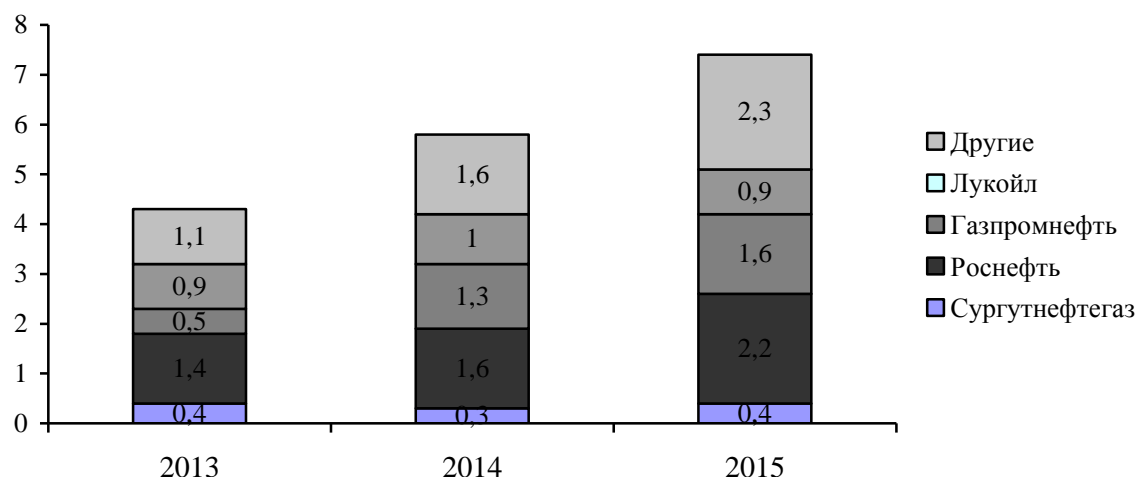


Рисунок 12 – Структура объема бурения при использовании горизонтальной технологии бурения предприятиями отрасли, млн м.

На рисунке 13 представлена информация по наклонно-направленному бурению предприятиями отрасли.

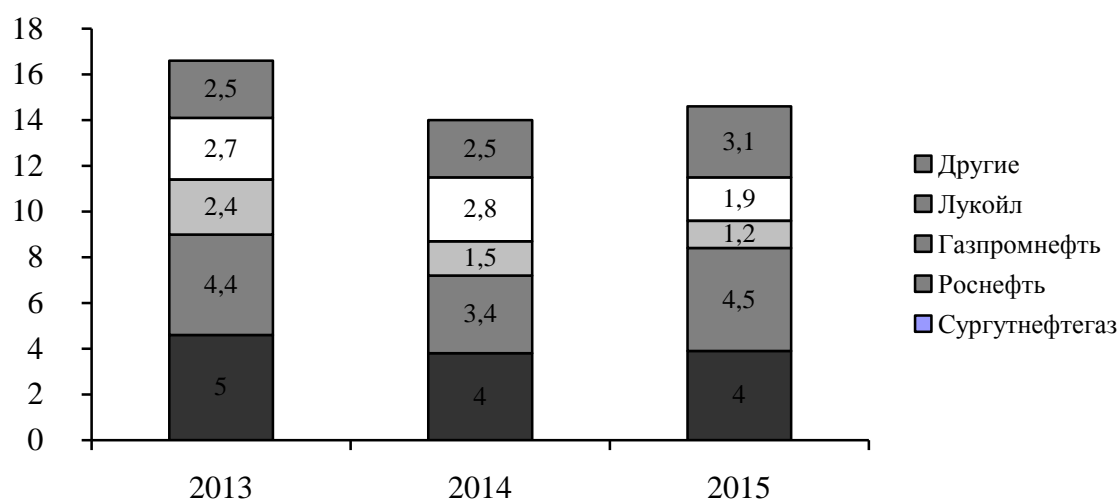


Рисунок 13 – Структура объема бурения при использовании наклонно-направленной технологии предприятий отрасли, млн м.

В таблице 7 систематизирована информация о динамике объема бурения по их типам технологии нефтедобычи предприятиями отрасли.

Таблица 7 – Динамика объема бурения по типам технологии в отрасли, млн. м

Типы бурения	2013	2014	2015	Темп роста, %	Темп роста, %
Наклонно-направленная технология бурения, млн. м	16,6	14,0	14,6	-16	+4
Горизонтальное бурение, млн. м	4,3	5,8	7,4	+33	+27

Как свидетельствуют представленные данные, рост проходки в наклонно-направленном бурении в 2015 году был не столь значительным в сравнении с горизонтальным, составив 4% по отношению к 2014 году. Большая часть роста объемов была обеспечена наращиванием бурения компанией «Роснефть» (на 32%), а также средними и малыми нефтедобывающими компаниями. В то же время «Лукойл» и «Газпром нефть» существенно сократили проходку в наклонно-направленном бурении.

Под кустовым расположением скважин (бурением) понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проектам разработки месторождения [28].

Так же можно сказать про другие варианты технологических процессов, которые наиболее распространены, а именно ударное воздействие на горные породы - Этот способ используется тогда, когда приходится иметь дело с твердыми и каменистыми грунтами, которые невозможно разрабатывать иным способом. Оказывает сильное влияние на рельеф и наносит ощутимый урон живой природе. Возле населенных пунктов и в местах столкновения литосферных плит способ категорически запрещен к использованию.

И так же есть вращательный метод бурения является наиболее распространенным и самым безобидным среди всех. Он основывается на том, что длинное сверло (бур) из металлического сплава постепенно вкручивается в земную твердь, при этом выбрасывая весь пройденный грунт наружу. В результате такой работы получается аккуратная скважина нужной глубины.

При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительномонтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства, в том числе дорог, линий электропередачи, водопроводов [28].

К недостаткам кустового наклонно направленного способа бурения следует отнести вынужденную консервацию пробуренных скважин до окончания некоторой скважины данного куста в целях противопожарной безопасности, увеличение опасности пересечения стволов скважин, трудности в проведении капитального и подземного ремонтов скважин [28].

Специалисты отрасли считают, что дальнейшее применение традиционных технологий не только снижает конкурентоспособность отечественных нефтедобывающих компаний, но и создает угрозы снижения потенциала роста нефтедобычи [13]. Таким образом, актуальным является развитие и внедрение новых технологий нефтедобычи, позволяющий решить следующие проблемы:

– существенное углубление переработки нефти на основе внедрения малоотходных технологических процессов производства высококачественных

экологически чистых моторных топлив из тяжелых нефтяных остатков как наиболее эффективного средства сокращения ее расхода;

- дальнейшее повышение и оптимизация качества нефтепродуктов;
- дальнейшее повышение эффективности технологических процессов и нефтеперерабатывающего завода за счет технического перевооружения производств, совершенствования технологических схем, разработки и внедрения высокоинтенсивных ресурсо- и энергосберегающих технологий, активных и селективных катализаторов;
- опережающее развитие производства сырьевой базы и продукции нефтехимии;
- освоение технологии и увеличение объема переработки газовых конденсатов, природных газов и других альтернативных источников углеводородного сырья и моторных топлив [15].

Что касается сибирских месторождений, то конкурентным преимуществом месторождений Сибири является, что они сконцентрированы и могут разрабатываться одновременно. Вместе с тем пласты нефти в Красноярском крае находятся на глубине более 3-х км, а это дополнительные затраты ресурсов и энергии. В Западной же Сибири используются скважины глубиной около 2,5 км, что способствует снижению себестоимости добычи нефти [13].

В последние годы нефтяная промышленность Сибири характеризуется постепенным ухудшением сырьевой базы. Главными признаками ухудшения уровня ресурсного и технологического потенциала являются:

- сокращение запасов, ухудшение качества добываемого сырья;
- рост процента трудно извлекаемой нефти;
- рост физического износа оборудования.

Данные проблемы во многом вызваны технологическими причинами. Поэтому далее, в нашем исследовании попытаемся проанализировать технологические причины угрозы снижения потенциала роста нефтедобычи в регионах Сибири [13].

Существенной проблемой нефтедобычи в Сибири является обводненность отдельных скважин, составляющей 94 – 96% [13]. В условиях падения мировых цен на нефть использование существующих технических средств в старых месторождениях становится нерентабельным.

Перспектива технологического развития нефтедобычи в Сибири состоит в создании новых нефтедобывающих технологий, основанных на серьезных фундаментальных исследованиях. По мнению специалистов отрасли [30], перспективными технологиями нефтедобычи в Сибири являются:

- технология физико-химического воздействия на пласт – автоматизации спускоподъемных операций, предусматривающую закачку в пласт щелочи, поверхностно-активные вещества, полимеров и позволяющую добыть дополнительную нефть, не стоящую на балансе;

- технология «азотно-пенного гидроразрыва пласта»;

- технология бурение горизонтальных скважин с проведением по ним многозонного гидроразрыва пласта.

Также, по мнению специалистов, применение технологии автоматизации спускоподъемных операций может позволить не только стабилизировать добычу нефти в районах нефтедобычи Сибири, но и обеспечить рациональное использование недр. Технология «азотно-пенного гидроразрыва пласта» позволяет обеспечить рост дебитов по нефти на 10-15% [30].

Перспективы использования данных технологий во многом определяется научно-производственным потенциалом российских производителей оборудования. В сфере добычи трудноизвлекаемых запасов нефти 80% используемого оборудования является российским. Наименее развиты технологии разведки и разработки месторождений на шельфе, а также горизонтального бурения, а также методы, основанные на воздействии на низкопроницаемые пласты.

Проблемой для использования такой технологии, как гидроразрыв пласта, является отсутствие отечественного оборудования. Агрегаты для этого вида добычи

производятся только в США. В нефтяной отрасли России с помощью технологии гидроразрыва пласта добывается примерно 25% российской нефти [32].

По мнению ряда специалистов нефтедобывающей промышленности, [18; 21;30] основными направлениями развития нефтедобывающей промышленности Сибири, определяющими состав проектов технологической модернизации предприятий являются:

- создание и освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и, в первую очередь, для условий низкопроницаемых коллекторов, остаточных запасов нефти обводненных зон, высоковязких нефтей, запасов нефти в подгазовых зонах;

- разработка и освоение технологических комплексов по бурению и добыче на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей;

- совершенствование существующих и создание новых методов воздействия на пласты и увеличения нефтеотдачи;

- развитие технологий компьютерного проектирования и моделирования процесса разработки нефтяных месторождений.

Также, по мнению специалистов отрасли, эффективная реализация проектов освоения новых технологий нефтедобычи в традиционных нефтедобывающих регионах, требует принятия государством специальных мер налогового и финансово-кредитного стимулирования, среди которых должны стать:

- введение ускоренной амортизации оборудования для нефтедобычи;

- ускоренного возврата НДС на отечественное инновационное оборудование для нефтедобычи;

- налоговые льготы по налог на добычу полезных ископаемых, льготы для выработанных месторождений;

- выдача госгарантий по кредитам, используемым для приобретения отечественного инновационного оборудования для нефтедобычи.

Главной технологической тенденцией развития нефтегазовой отрасли в мире является [3; 24; 11;31] внедрение методов горизонтально направленного бурения и

гидроразрыва пласта (разрывы сланцевых пород при этом происходят при подаче под землю большого напора смеси воды, песка и химикатов) обнаруживаются большие запасы газа и нефти, считавшиеся «трудными». Освоение новых методов нефтедобычи потенциально увеличит мировые извлекаемые запасы на 70%, за счет повышения коэффициента извлечения нефти с 40 до 55% [16].

Активно совершенствуются технологии бурения, внедряются специальные методы гидроразрыва, воздействующие на пласты с целью повышения процента извлечения нефти из традиционных месторождений. Внедряются более безопасные и дешевые нефтяные платформы для освоения морских месторождений.

Растет эффективность разработки сланцевых месторождений за счет технологического развития отрасли. В частности, прослеживается ряд тенденций [16]: переход на современное буровое оборудование, кустовое бурение скважин, совершенствование технологии закачивания скважин, концентрация на наиболее продуктивных участках формации и уплотнение сетки скважин. Данные изменения способствуют сокращению издержек на добычу сланцевой нефти и газа, росту конкурентоспособности предприятий.

Сравнительная оценка удельных затрат на добычу углеводородов, долл./б.н.э. предприятий мировой нефтедобывающей отрасли представим на рисунке 14.

В течение многих лет ПАО «Роснефть» является лидером нефтяной отрасли по удельным затратам на добычу в расчете на баррель нефтяного эквивалента [2].

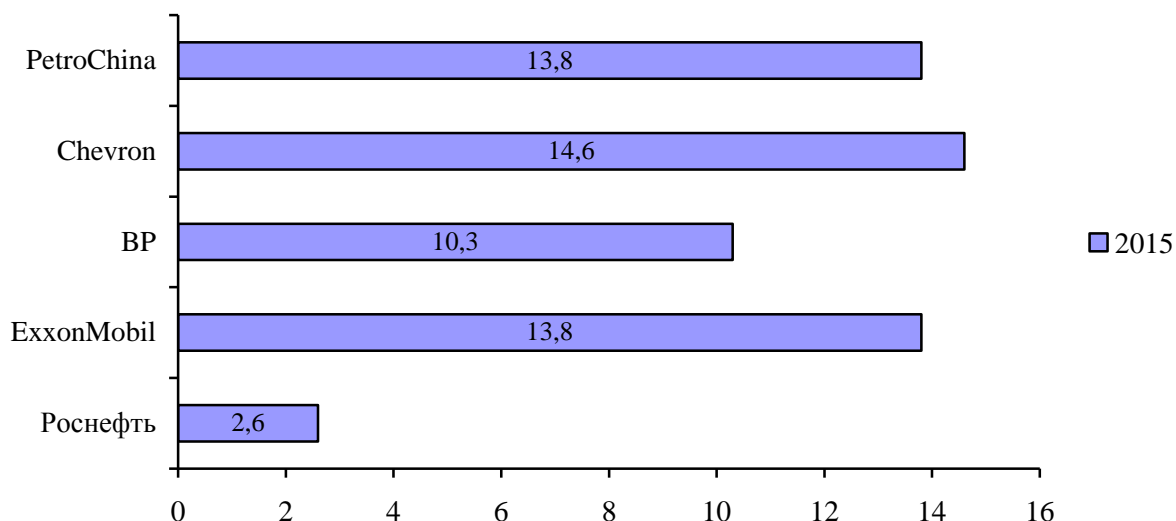


Рисунок 14 – Удельные затраты на добычу углеводородов крупнейших предприятий отрасли, долл./б.н.э.

Товарный знак ООО «РН-Ванкор» является одним из самых узнаваемых на рынке нефтепродуктов в регионах деятельности Компании и ассоциируется у потребителей с высоким уровнем качества топлива, продаваемого на АЗС, что критично для поддержания конкурентоспособности.

На основе статистической информации (рисунок 14), характеризующей конкурентные позиции ООО «РН-Ванкор» построим карту стратегических групп (рисунок 15).

С фирмами, составляющими стратегическую группу для ООО «РН-Ванкор» проведен анализ и дана экспертная оценка по факторам конкурентоспособности.

Группы факторов следующие: организация и управление, маркетинг (сбыт и логистика), финансы, производство (геологоразведка, добыча, переработка), технологии (технологии добычи и переработки). На основе экспертного опроса, основываясь на данных, полученных о каждой компании, проведем оценку по рейтингу каждый фактор. Так, рейтинг 5 присваивается предприятию в случае высокой степени качества, присущего фактору. Далее рейтинг экспертов перемножается на удельный вес каждого фактора и получается оценка по фактору для предприятия.

Далее все оценки суммируются, и в итоге можно определить взвешенную оценку конкурентоспособности конкретного предприятия.

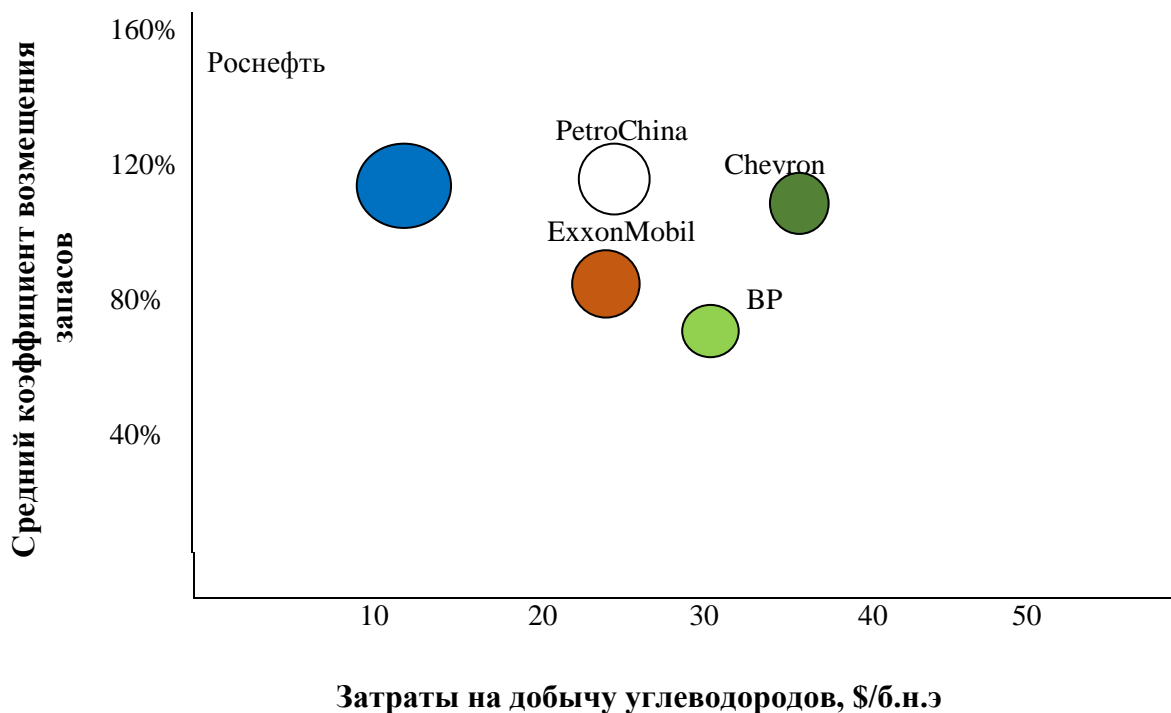


Рисунок 15 – Карта стратегических групп ООО «РН-Ванкор»

Результаты позиционирования основных конкурентов ООО «РН-Ванкор» указывают, что PetroChina является наиболее сильным конкурентом по параметру «средний коэффициент возмещения запасов» (100%), далее следует ExxonMobil (80%). По параметру «удельные затраты на добычу углеводородов», ближайшим конкурентом является компания BP (10,3 \$/б.н.э), далее следует компания PetroChina (13,8 \$/б.н.э).

2 Исследование проблем производственной деятельности ООО «РН-ВАНКОР»

2.1 Оценка финансово-хозяйственной деятельности предприятия

ООО «РН-Ванкор» создано 01 апреля 2016 года в связи с реорганизацией путем выделения из ЗАО «Ванкорнефть», входит в группу компаний ПАО «НК-Роснефть» и осуществляет свою деятельность на территории Красноярского края. До 01 апреля 2016 года ООО РН-Ванкор была в составе ЗАО Ванкорнефть за которым были закреплены функции: разработка Ванкорских нефтегазовых месторождений и реализация нефти. ЗАО Ванкорнефть было принято решение, что часть акций продается Индии, с целью поиска Индией рынков сбыта [36]. И чтобы за собой сохранить месторождения было решено разделить функции на 2 части:

- доли ЗАО Ванкорнефть с долей участия Индии, отвечающая только за реализацию нефти;
- ООО «РН-Ванкор» является исключительно Российской компанией и отвечающей за добычу и переработку.

Основной вид деятельности ООО «РН-Ванкор» добыча нефти на Ванкорском месторождении (рисунок 16). Основной функцией ООО «РН-Ванкор» является разработка Ванкорского месторождения - крупнейшего из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет.

Сегодня предприятие занимает второе место в ПАО «НК-Роснефть» по объемам добычи. Количество его работающих скважин на сегодняшний день достигает 175 на 21 кустовой площадке [20].

Показатели добычи углеводородов в ООО «РН-Ванкор» за период 2013-2015 гг. представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Добыча углеводородов ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг.

Добываемое сырье	Годовые показатели добываемого сырья			Темп роста, %	
	2013	2014	2015	2014/2013	2015/2014
Углеводороды, млн. б.н.э	190,1	203,0	209,7	106,78	103,30
Нефть, млн. барр	150,3	153,1	150,3	102	98,17
Газовый конденсат, млн.т	0,3	0,5	0,9	166	180

На рисунке 16 отражена динамика производственной деятельности предприятия за период с 2013 по 2015 год.

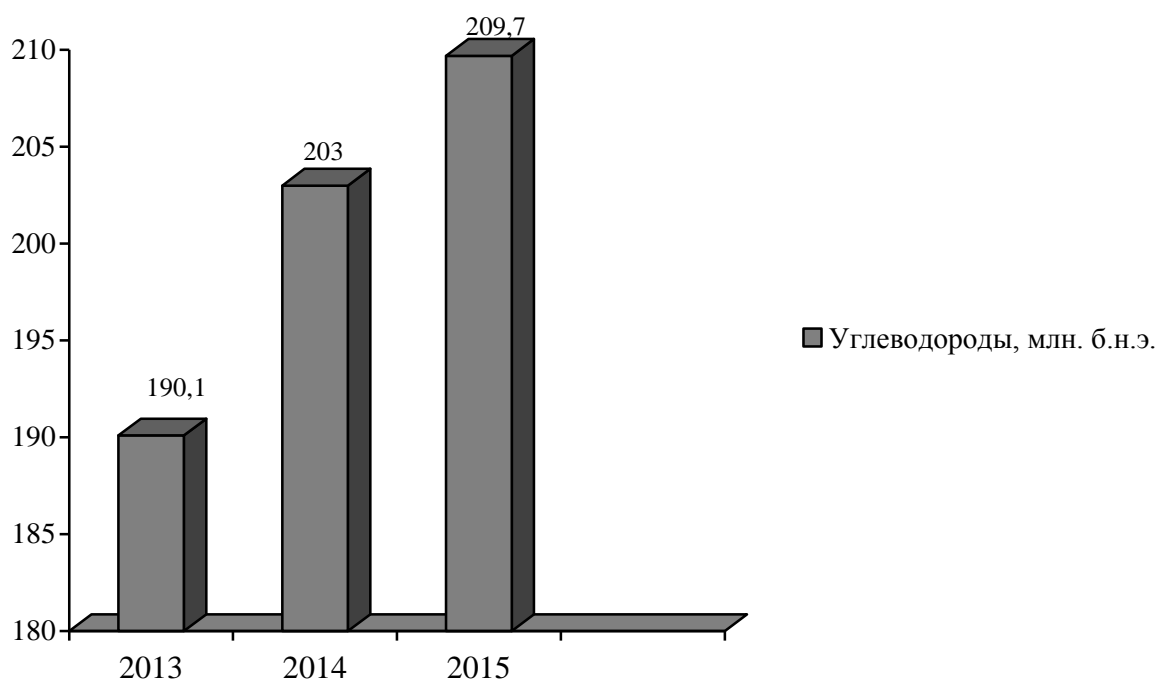


Рисунок 16 – Динамика производственных показателей, ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн.б.н.э.

Как видно из представленной информации, за исследуемый период наблюдается рост объёмов производственной деятельности. Предприятие увеличивает объем добычи сырья, осваивая Ванкорское месторождение углеводородов.

Далее, проведем анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия на основании бухгалтерской отчетности. В таблице 9 представлены результаты расчета показателей деловой активности предприятия.

Таблица 9 – Показатели деловой активности ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг.

Наименование показателя	2013	2014	2015	Изменение (+/-)		
				Изменение 2014 к 2013	Изменение 2015 к 2014	Изменение 2015 к 2013
Коэффициент оборачиваемости запасов, раз	5.314	6.809	9.296	1.495	2.487	3.982
Период оборота дебиторской задолженности, дни	67.74	52.87	38.72	-14.8744	-14.1448	-29.0192
Период оборота кредиторской задолженности, разы	4.0534	4.8146	5.6662	0.7612	0.8516	1.6128
Длительность оборачиваемости кредиторской задолженности, дни	90	75	64	-15	-11	-26

На рисунке 17 представлена графическая иллюстрация показателей динамики показателей деловой активности.

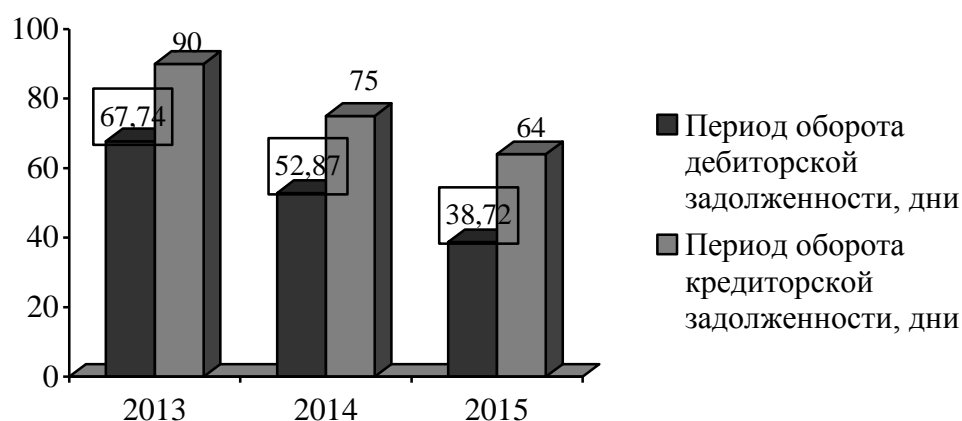


Рисунок 17 – Динамика показателей деловой активности ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., дни

Как видно из представленных показателей, произошло увеличение оборачиваемости запасов, в частности в 2015 году по сравнению с 2013 годом в 3,982 раза, что свидетельствует об увеличении производственной деятельности предприятия. Период оборачиваемости дебиторской задолженности в 2015 году по сравнению с 2013 годом сократился на 19 дней, что является положительным фактом, свидетельствующим об ускорении платежей, возврата средств из оборота. Скорость оборачиваемости кредиторской задолженности выросла в 1,6 раза в 2015 году в сравнении с 2013 годом, что указывает на увеличение способности предприятия выполнять свои текущие обязательства. Данное

обстоятельство будет способствовать улучшению имиджа предприятия как добросовестного исполнителя своих финансовых обязательств.

В таблице 9 представлены результаты расчета основного показателя, характеризующего платежеспособность предприятия, коэффициент текущей ликвидности.

Расчеты показали, что за исследуемый период произошло снижение общей ликвидности предприятия, что может объяснять увеличением доли заемного капитала в деятельности предприятия, для целей реализации проектов развития, освоения новых месторождений. Наибольшее снижение ликвидных средств возникло в 2014 году этому свидетельствует значение ниже 1, показывающее высокий финансовый риск.

Таблица 10 – Показатель ликвидности организации ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг.

Наименование	Формула расчета	коды показателей	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Изменение 2014 к 2013	Изменение 2015 к 2014	Изменение 2015 к 2013
Коэффициент текущей ликвидности	Оборотные активы / Краткосрочные обязательства	1200 / 1500	2.5243	0.564	0.619	-1,9603	0,055	-1,9053

В таблице 11 представлены горизонтальный анализ активов баланса предприятия.

Таблица 11 – Горизонтальный анализ активов ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Показатель	2013	2014	2015	Темп роста, %	
				2014/2013	2015/2014
1	2	3	4	5	6
1 Внеоборотные активы	386 986	387 576	375 385	100,15	96,85
1.1 Нематериальные активы	190 666	171 074	903 773	528,29	474,00
1.2 Основные средства	380 933	382 059	365 595	95,69	95,97
1.3 Долгосрочные финансовые вложения	23	468	1 884	402,56	8191,30
1.4 Другие внеоборотные активы	4 413	3 838	6 290	163,86	142,53

Окончание таблицы 11

1	2	3	4	5	6
2 Оборотные активы, всего	97 688	107 070	127 857	109,60	85,99
2.1 Запасы и затраты	29 058	24 822	21 345	85,42	85,99
2.2 Дебиторская задолженность	68 252	81 639	106 015	119,61	129,85
2.3 Денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	220	600	1751	272,72	291,83
2.4 Другие оборотные активы	1	127	181	10476,38	142,54

Графическая иллюстрация динамики активов представлена на рисунке 18.

За исследуемый период внеоборотные активы снизились на 3,15%. Основное влияние на снижение внеоборотных активов оказало уменьшение основных средств. Произошло увеличение нематериальных активов с 190 666 млн. руб. до 903 773 млн. руб. В процентном соотношении на 374%. Данные показатели свидетельствуют о росте инвестиций предприятия в объекты нематериальных активов – лицензии, программы автоматизации добычи ресурсов, то есть в развитие предприятия, повышение его конкурентоспособности.

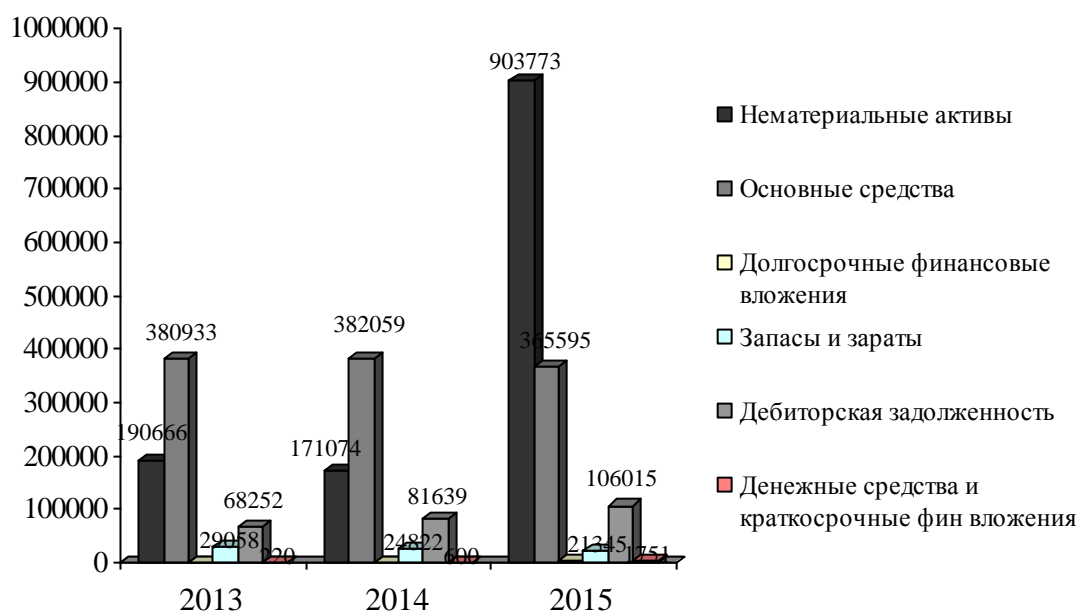


Рисунок 18 – Динамика активов ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб,

Оборотные активы в целом выросли с 97 688 млн. руб. до 127 857 млн. руб. в 2015 году, или на 130,88%. Произошло увеличение дебиторской задолженности с 68 252 млн. руб., составляющей 31 % из оборотных активов, до 106 015 млн. руб.,

которая составила 17% из оборотных активов, что является негативных фактором в деятельности предприятия, так как произошел отток средств предприятия из оборота. Наблюдалось увеличение наиболее ликвидных активов – денежных средств и краткосрочных финансовых вложений предприятия с 220 млн. руб. в 2013 году до 1751 млн. руб. в 2015 год, или на 795,90%. Далее, проведем анализ и оценку динамики пассивов предприятия. Расчет показателей динамики пассивов предприятия представлен в таблице 12.

Таблица 12– Горизонтальный анализ пассивов ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Показатель	2013	2014	2015	Темп роста, %	
				2014/2013	2015/2014
3 Собственный капитал	331471	278206	23019	83,93	8,27
3.1 Собственный оборотный капитал	58989	-82759	-78709	-140,25	95,10
4 Заемный капитал, всего	153190	216427	480210	141,28	221,88
4.1 Долгосрочные обязательства	114 491	26 598	273 643	23,23	1028,81
4.2 Краткосрочные обязательства, всего	38 699	189 829	206 566	490,52	108,81
- краткосрочные займы и кредиты	2 048	58 429	88 806	2851,92	151,98
- кредиторская задолженность	35 140	35 396	32 746	100,72	92,51
- другие краткосрочные обязательства	0	92 999	82 260	-	88,45
Баланс	1701557	1802435	2112123	105,92	117,18

Графическая иллюстрация динамики пассивов (капитала) предприятия представлена на рисунке 19.

Как показывает итог баланса, за исследуемый период предприятие имеет положительную динамику роста капитала. Так, в 2015 году относительно 2013 года оно выросло на 410 566 млн. руб. Наибольшее значение роста относится к 2015 год – 117,18% относительно 2014 года.

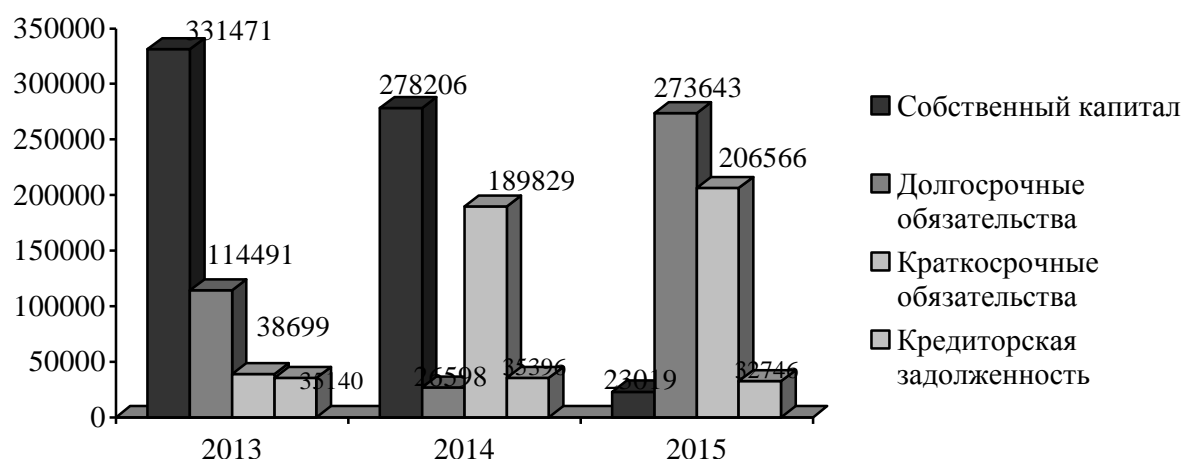


Рисунок 19 – Динамика пассивов (капитала) ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Собственный капитал предприятия снижался с 331 471 до 23 019 млн. руб., то есть он снизился на 308 452 млн. руб. или на 93,05%. Заемный капитал предприятия за исследуемый период вырос с 153190 (2013 год) до 480210 млн. руб. (2015 год) или на 213,47%. Что объясняется ростом инвестиций на развитие и недостатком собственного капитала предприятия. Дефицит собственного оборотного капитала в 2014 году по сравнению с 2013 годом составил 140,25%, в 2015 его значение снизилось до 95,10% (табл. 12).

В том числе, размер краткосрочных займов и кредита возрос с 2 048 до 88 806 млн. руб. или на 2 2742%, что объясняется резким возникновением дефицита собственного оборотного капитала.

Кредиторская задолженность в 2015 году в сравнении с 2014 годом снизилась на 7,49%, что является положительным фактором в деятельности предприятия.

В целях анализа и оценки структуры капитала предприятия, его финансовой устойчивости, проведем расчет показателей структуры пассивов предприятия. В таблице 13 представим результаты расчета показателей вертикального анализа пассивов предприятия.

Таблица 13 – Вертикальный анализ пассивов (капитала) ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Показатель	2013	2014	2015	Изменение, %	
				2014/2013	2015/2014
3 Собственный капитал	19,48	15,43	1,08	-4,04	-14,34
3.1 Собственный оборотный капитал	3,46	-4,59	-3,72	-8,05	0,86
4 Заемный капитал, всего	9,00	12,00	22,73	3,00	10,72
4.1 Долгосрочные обязательства	6,72	1,47	12,95	-5,25	11,48
4.2 Краткосрочные обязательства, всего	2,27	10,53	9,78	8,25	-0,75
- краткосрочные займы и кредиты	0,12	3,24	4,20	3,12	0,96
- кредиторская задолженность	2,06	1,96	1,55	-0,10	-0,41
- другие краткосрочные обязательства	-	5,15	3,89	-	-1,26
Баланс	100	100	100	-	-

Графическая иллюстрация динамики структуры капитала предприятия представлена на рисунке 20.

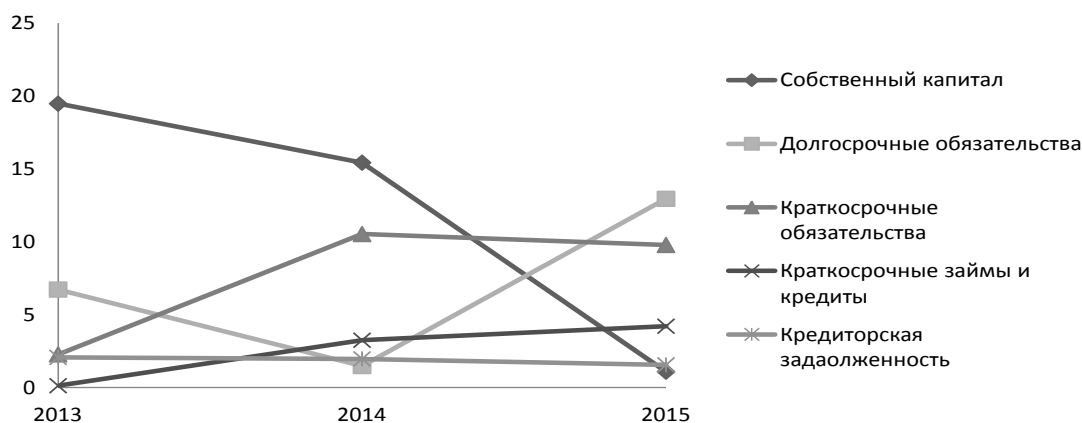


Рисунок 20 – Динамика структуры пассивов (капитала) ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Результаты расчета показателей структуры пассивов предприятия (табл. 12, рисунок 20) позволяют сформулировать следующие выводы. Произошло значительное уменьшение доли собственного капитала (с 19,48% до 1,08%), что

указывает на уменьшение собственных возможностей предприятия по финансированию своей деятельности;

- доля долгосрочных обязательств выросла с 6,72% до 12,95%;

- доля краткосрочных обязательств возросла с 2,27% до 9,78%.

- в целом значительно выросла зависимость предприятия от заемного капитала, как источника финансирования, при этом наибольшая зависимость наблюдается по долгосрочным обязательствам.

Для анализа и оценки динамики развития предприятия, проведем оценку его имущества. В таблице 14 представлены результаты расчета показателей структуры активов имущества. В форме рисунка 21 сформируем графическую иллюстрацию динамики структуры имущества предприятия.

Таблица 14 – Вертикальный анализ активов (имущества) ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг. млн. руб.

Показатель	2013	2014	2015	Изменение, процентных пунктов	
				2014/2013	2015/2014
1 Внеоборотные активы	22,74	21,50	17,77	-1,240	-3,73
1.1 Нематериальные активы	0,01	0,009	0,04	-0,001	0,033
1.2 Основные средства	22,38	21,19	17,30	-1,19	-3,88
1.3 Долгосрочные финансовые вложения	0.00001	0.00002	0.00008	0.0001	0.00006
1.4 Другие внеоборотные активы	0,25	0,21	0,29	-0,04	0,08
2 Оборотные активы, всего	5,74	5,94	6,05	0,19	0,11
2.1 Запасы и затраты	1,70	1,37	1,01	-0,33	-0,36
2.2 Дебиторская задолженность	0,17	4,52	5,01	4,35	0,49
2.3 Денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	0.00001	3,32	0.00008	2,03	0.000
2.4 Другие оборотные активы	0.000	0,007	0,008	6,99	0,001

В результате расчета и анализа показателей, отражающих динамику изменения активов предприятия можно сделать следующие выводы:

- произошло сокращение внеоборотных активов предприятия, главным фактором их уменьшения стало сокращение основных средств, их доля снизилась с 22,74% до 17,77%;

– произошло уменьшение основных средств, их доля снизилась с 22,38% до 17,30% это связано со списанием изношенного оборудования;

– доля оборотных активов выросла с 5,74% до 6,05%, главным фактором ее увеличения стал рост доли дебиторской задолженности с 0,17% до 5,01%.

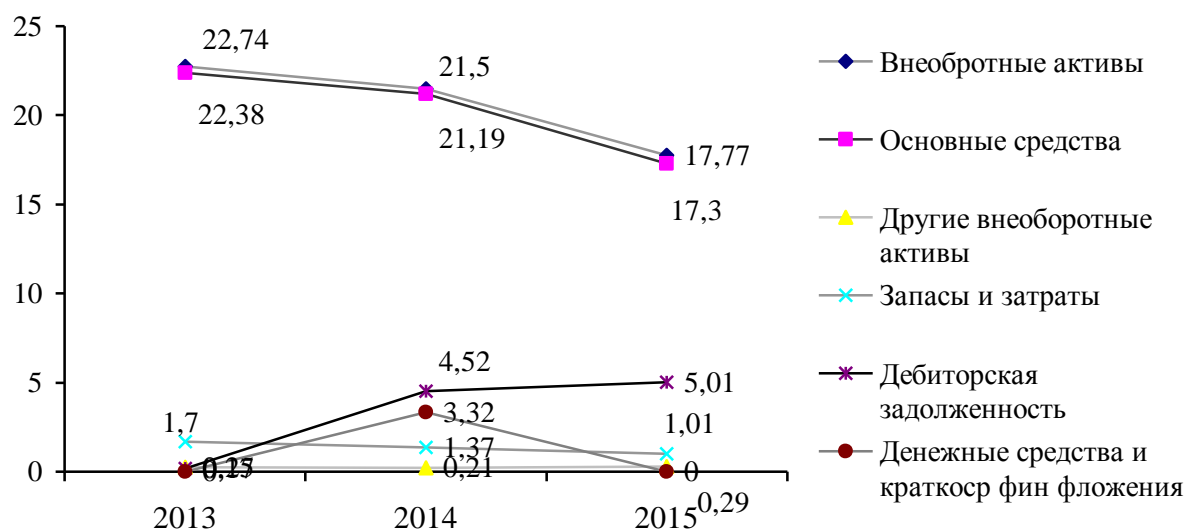


Рисунок 21 – Динамика активов ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Следующим этапом оценки финансово-хозяйственной деятельности предприятия является анализ и оценка динамики его финансовых результатов.

В таблице 15 представлена оценка динамики основных финансовых результатов деятельности предприятия. На рисунке 22 представлена графическая иллюстрация динамики финансовых результатов предприятия.

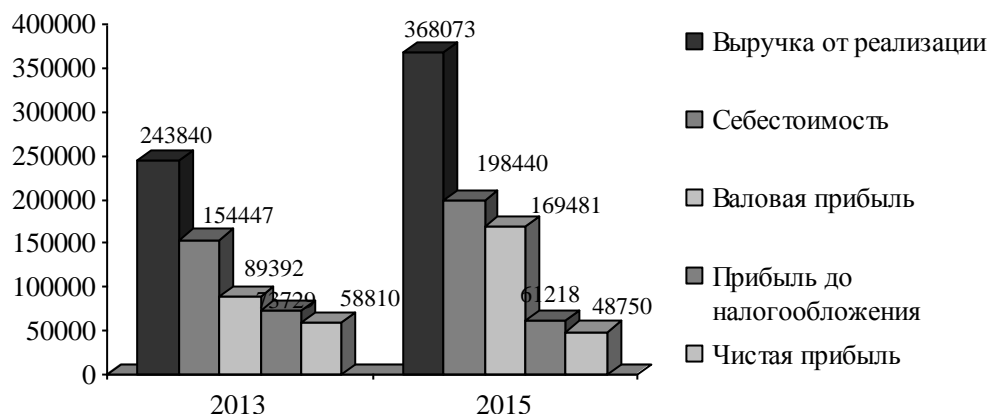


Рисунок 22 – Динамика финансовых результатов ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Результаты оценки динамики финансовых результатов (рисунок 15, таблица 22) позволяют сформулировать следующие выводы. За исследуемый период времени произошли следующие изменения:

- выручка выросла на 50,94%;
- валовая прибыль, прибыль до налогообложения и чистая прибыль также возросли, что свидетельствует о способности предприятия получать положительный финансовый результат производственной деятельности, наличии условий для этого;
- негативным фактором следует признать высокие темпы роста коммерческих расходов, процентов к уплате (278,12%) и прочих расходов (191,16%, по сравнению с прочими доходами – 179,90%), определивших снижение прибыли до налогообложения на 16,96%.

Таблица 15 – Оценка динамики финансовых результатов деятельности ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг., млн. руб.

Наименование	Сумма млн. руб.		Отклонение	
	2013	2015	абсолютное (+/-)	Темп прироста, %
Выручка от реализации	243 840 564	368 073 526	124 232 962	50,94
Себестоимость	154 447 776	198 440 543	43 992 767	28,48
Валовая прибыль	89 392 788	169 632 983	80 089 135	89,59
Коммерческие расходы	468 315	60 244 532	59 776 217	12764,10
Управленческие расходы	2 591 517	2 816 301	224 784	8,67
Прибыль от продаж	863 329 56	106 572 150	20 239 194	23,44
Проценты к получению	189	183	-6	-3,17
Проценты к уплате	9 627 688	36 404 303	26 776 615	278,12
Прочие доходы	1 188 910	3 327 828	2 138 918	179,90
Прочие расходы	4 164 868	12 126 733	7 961 865	191,16
Прибыль до налогообложения	73 729 499	61 369 125	-12 360 374	-16,76
Налог на прибыль	14 061 491	10 361 648	-3 699 843	-26,31
Прибыль чистая	59 668 008	51 007 477	-8 660 531	-14,51

В таблице 16 систематизированы основные показатели эффективности производственной деятельности предприятия. Результаты расчетов позволяют сделать следующие выводы.

Рентабельность продаж в 2015 году по сравнению с 2013 годом снизилась на 6%, это связано с уменьшением балансовой прибыли и увеличением затрат. Среднеотраслевой показатель производства также снизился, на 3,1%. Показатель рентабельности продукции в 2015 в сравнении с 2013 годом снизился на 13,44%, что объясняется сокращением чистой прибыли предприятия. Рентабельность активов в 2015 году в сравнении с 2013 годом снизилась на 3,1% также по причине сокращения чистой прибыли.

Таблица 16 – Основные технико-экономические показатели ООО «РН-Ванкор», 2013-2015 гг.

Показатели	2013	2015	Изменение (+/-)
Фондоотдача, руб./руб.	0,64	1,0	+0,36
Фондоемкость, руб./руб.	1,56	0,99	-0,56
Рентабельность оборота (продаж), %	35	29	-6
Рентабельность продукции, %	38	24,56	-13,44
Рентабельность основных средств, %	15,44	13,33	-2,10
Рентабельность активов, %	3,45	2,31	-1,14
Среднеотраслевой показатель производства нефтепродуктов	9,6	6,5	-3,1

Фондоотдача выросла на 0,36 копеек с 1 рубля, вложенного в основные средства. Фондоемкость продукции снизилась на 0,56 копеек, что указывает на повышение эффективности использования основных средств. Вместе с тем доходность от использования основных средств за исследуемый период снизилась на 2,10%. Рентабельность продаж и рентабельность продукции также снизились соответственно на 6 и 13,44%. Рентабельность активов снизилась на 1,14%. Негативное влияние оказало сокращение чистой прибыли по причине значительного роста платежей по погашению процентов по кредиту (+278,12%) и прочих расходов (191,16%).

Таким образом, в целом предприятие остается рентабельным, способным приносить доход. Вместе с тем, обращает на себя внимание рост зависимости от внешних источников финансирования развития, что в условиях нестабильности цен на энергоносители порождает риск финансовой нестабильности.

2.2 Оценка организации процесса добычи на предприятии

Сегодня предприятие занимает второе место в Компании «Роснефть» по объемам добычи. За два с небольшим года количество работающих скважин достигло 175 на 21 кустовой площадке.

Основные объекты организации процесса добычи на предприятии:

1. Центральный пункт сбора нефти:

- установки подготовки нефти производительностью 7,5 млн т/год каждая;
- газовые компрессорные станции высокого и низкого давления;
- резервуарный парк объемом 180 тыс. куб. м.

2. Газотурбинная электростанция мощностью 200 МВт

3. Установка подготовки нефти и сброса воды «Юг» – 66 тыс. куб. м. в сутки

4. Установка подготовки нефти и сброса воды «Север» – 66 тыс. куб. м. в сутки

5. Мини НПЗ производительностью 50 тыс. т/год дизтоплива

6. Внутрипромысловые сети (нефтепроводы, водоводы, дороги, линии электропередач).

Добыча углеводородов сравнивая 2013 с 2015 гг., следует отметить, что добыча углеводородов увеличилась на 19,6 млн. б.н.э., В нефтяной добычи показатели производственной деятельности не изменились

Далее, проведем оценку организации процесса добычи на предприятии по стадиям технологического процесса.

Ведущим работы, является ООО «РН Бурение», которая осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин. Компания использует 11 буровых станков. Геофизические изыскания и горнотехнические исследования ведет Schlumberger. Благодаря использованию передовых технологий в области геологии и разработки удалось добиться прироста запасов на 1 разведочную скважину в 30 раз выше среднего по России и в 15 раз - в мире. За счет горизонтального разбуривания удалось сократить фонд скважин в 3 раза и многократно увеличить начальный дебит.

В процессе добычи нефти перед государством и владельцами месторождений встают определенные проблемы, прежде всего связанные с плохой экологической ситуацией, возникающей не только на месте разработок месторождения, но выходящей далеко за ее пределы [41].

Добыча нефти осуществляется фонтанным способом и погружными насосами. Промышленный фонд представлен 300 скважинами, пробуренными на 30 кустах отечественным оборудованием с импортными силовыми приводами. Их средняя длина – 4150 м. Дебит отдельных скважин достигает 900 куб. м, однако в целом он не превышает 300–400 куб. м. Кустовое бурение скважин, имеет горизонтальное окончание с протяжённостью горизонтальных участков до 1,2 тыс. м. Это технологическое решение позволяет наиболее эффективно использовать ресурсы месторождений предприятий.

В 2015 г. была введена в эксплуатацию многозабойная горизонтальная скважина с 10 стволами, дебит которой составил 310 т / сут. Данный показатель в 2 раза превышает продуктивность расположенных в непосредственной близости горизонтальных скважин. Всего на Ванкоре введены 4 многозабойные скважины. Общая суммарная длина горизонтальных участков составила 1 994 м, при общей протяженности всего ствола в 4 450 м. Применение новой технологии способствует повышению эффективности добычи и выработки дополнительных запасов нефти в зонах сравнительно с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Бурение многозабойных скважин имеет значительные перспективы внедрения как непосредственно на Ванкорском месторождении, так и при освоении других месторождений Ванкорского кластера (Сузунского, Тагульского и Лодочного).

Кроме того, оборудование для добычи нефти работает в исключительно тяжелых условиях, так как на механизмы действуют повышенные статистические, знакопеременные, динамические нагрузки, а также металлы поражаются коррозией под воздействием агрессивных жидкостей, с присутствием в них абразива, которые проходят внутри и снаружи труб. Все эти факторы еще более уменьшают срок эксплуатации и износостойкость трубопроводов, инструмента и машинного

оборудования, но особое внимание обращается на устаревшие станки и на нефтенагревательные печи [41].

Первичная переработка происходит через пункт управления регионально-технической службы. Неочищенное сырье по трубам перемещается к двум уникальным агрегатам установка предварительного сбора воды и в нагревательные печи. Технологическая линия подготовки пластовой воды на УПСВ-Юг Ванкорского месторождения состоит из последовательно расположенных уравнильных резервуаров и установки дополнительного оборудования для очистки, к которому относятся гидроциклоны, флотаторы и дегазаторы, в которых должна происходить окончательная очистка пластовой воды для достижения требуемых показателей (30 мг/л мех. примесей и 30 мг/л нефти) [43]. Компания-поставщик оборудования (Alderley Systems Ltd.) гарантировала эффективную работу фильтров при содержании нефти на входе не более 15 мг/л и содержании механических примесей не более 20 мг/л. Изначально предполагалось, что перед подачей на фильтры вода будет проходить установку предварительной подготовки воды, аналогичную установленной на центральном пункте сбора нефти. За первичной переработкой следует складирование нефти в терминале центрального пункта сбора нефти (ЦПСН), затем продукт направляется в нефтепровод «Ванкор-Пурпе» [43]. Потом отправляется в цех, где происходит переработка нефти в нагревательных печах.

Всего вышесказанного необходимо поставить по выкачке и нагреву нефти из пластов посредством более совершенного и инновационного оборудования, что можно устранить благодаря современному оборудованию, отвечающему всем нормам эксплуатации [41].

Если произвести замену оборудования, то за счет этого компания повысит конкурентоспособность, как на внутреннем, так и на внешнем рынках, а так же увеличит стоимость выпускаемых нефтепродуктов

Запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2014 г. – 500 млн. тонн нефти и конденсата, 182 млрд куб. м газа. Из представленной информации на рисунке 23, следует, что к 2016 году наметилась тенденция сокращения добычи,

по причине постепенного истощения ресурсной базы. Прогнозируется [20], что объем добычи на месторождении к 2020 году упадет до 13 млн. тонн.

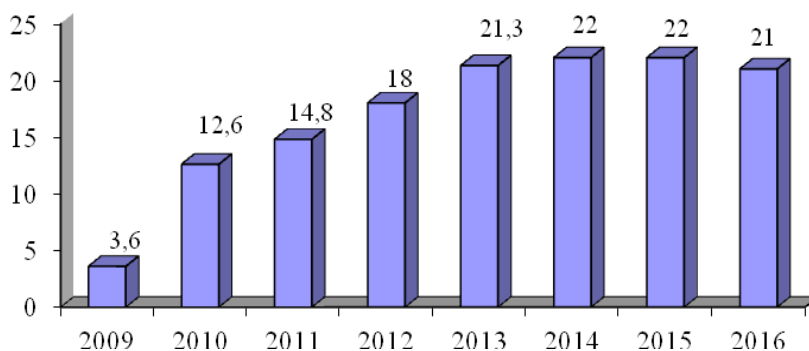


Рисунок 23 – Добыча на Ванкорском месторождении, млн. тонн [20]

Предприятие достигло потолка добычи нефти на существующих месторождениях. Поэтому для поддержания стабильности производства требуются инвестиции в освоение новых месторождений и замене оборудования. Оценка начальных извлекаемых запасов новых месторождений позволит компенсировать сокращение на основном – Ванкорском месторождении [25]. Оценка извлекаемых запасов месторождений, находящихся по близости от Ванкорского, представлена на рисунке 24.

Добыча на Сузунском месторождении началось в прошлом году. На Тагульском и Лодочном месторождениях запуск работ по бурению планируется в 2018 г.

Отсутствие интеграции элементов ресурсной базы Ванкорского месторождения – Сузунского, Тагульского и Лодочного месторождений для достижения эффектов синергии. Сохранение стабильного объема добычи возможно только на основе успешной реализации инвестиционной программы по созданию Ванкорского кластера [14].

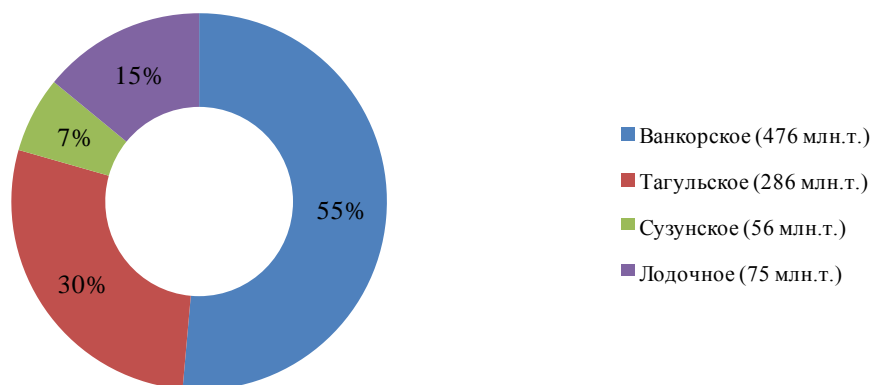


Рисунок 24 – Начальные извлекаемые запасы месторождений ООО «РН-Ванкор», млн.т. [14]

Необходимыми являются инвестиции в создание объектов Сузунского, Тагульского и Лодочного месторождений.

Освоение Тагульского месторождения для сохранения стабильной добычи предприятия потребует, в первую очередь, инвестиции в технологии добычи и транспортировки.

Потребность в инвестициях на разработку всех месторождений Ванкорского кластера составляют 3 трлн. руб.

Сохранение стабильной добычи на предприятии возможно только на основе инвестиций в сооружение интегрированной технологической системы, логистических схем, связывающих существующие и вовлекаемые месторождения в единую систему с их подключением к трубопроводу Сила Сибири для выхода на рынок Китая, других стран Азии [19].

Вместе с тем, предприятие и холдинг испытывают дефицит собственных средств для доразветки и развития добычи на Тагульском и Лодочном месторождениях [20].

В таблице 17 обобщены основные проблемы процесса переработки нефти на предприятии.

Таблица 17 – Проблемные места процесса переработки нефти на предприятии

Проблемные места	Потенциальные инвестиционные проекты
1 Недостаточный уровень добычи и использования газа	Освоение Тагульского месторождения
2 Неразвитость межучатковой сети нефти	Строительство газопровода Тагул-Ванкор
3 Недостаточный уровень автоматизации управления сети месторождений	Интеграция и автоматизация технологического процесса добычи сети месторождений
4 Истощение оборудования по переработки нефти	Монтаж при установке нового оборудования

В современных условиях перехода к рыночной экономике огромную роль играют мероприятия научно-технического характера [40]. Научно-технический прогресс (НТП) всегда был и остается важнейшим фактором повышения эффективности производства. Предприятию необходимо уделять должное внимание развитию производства на перспективу, то есть оно должно выделять необходимые средства на обновление техники и производства, на освоение и выпуск новой современной продукции.

ООО «РН-Ванкор» рассматривает развитие инновационной активности и повышение технологического уровня компании в качестве приоритетных направлений своей деятельности, так как только на этой основе может быть обеспечено эффективное и устойчивое развитие нефтегазового сектора и российского топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в целом.

ООО «РН-Ванкор» вкладывает значительные средства в научные исследования и разработки.

По этому показателю предприятие лидерами среди российских энергетических компаний и входит в десятку ведущих энергетических компаний мира.

На выбор стратегии инновационного развития ООО «РН-Ванкор» значительное влияние оказывает и рыночная позиция, занимаемая предприятием. в качестве предварительного шага разработки стратегии можно выделить и систематизировать ряд факторов, определяющих формирование стратегии инновационного развития нефтеперерабатывающего предприятия.

Инновационная деятельность ООО «РН-Ванкор» предусматривает разработку перспективных планов и программ для устойчивого развития ТЭК России, развитие сырьевой базы и создание новых технологий для эффективной добычи природного сырья.

В июне 2013 года была утверждена Программа инновационного развития ООО «РН-Ванкор» до 2020 года. Этот документ содержит целый комплекс мероприятий по разработке и внедрению новых технологий, инновационных продуктов и услуг на объектах добычи, транспортировки, переработки газа и нефти, а также производства электроэнергии.

Работа Компании по развитию инновационной деятельности также регулируется еще одним основополагающим документом — «Перечнем приоритетных научно-технических проблем ООО «РН-Ванкор».

Все передовые идеи и предлагаемые решения поступают в Научно-технический совет ООО «РН-Ванкор», в состав которого входят высококвалифицированные специалисты. Здесь происходит рассмотрение имеющихся предложений с точки зрения возможности их применения для разработки и обустройства месторождений, модернизации существующих мощностей и т. д.

Выдающиеся научно-исследовательские, проектные и опытно-конструкторские разработки по приоритетным направлениям выдвигаются на соискание Премии ООО «РН-Ванкор».

Одним из важнейших элементов деятельности ООО «РН-Ванкор» является эффективное управление объектами интеллектуальной собственности. Благодаря этому обеспечивается реализация стратегического курса государственной политики по переходу к инновационному развитию страны, улучшаются экономические и финансовые показатели компании.

В настоящее время в ООО «РН-Ванкор» функционируют следующие информационные системы и программные комплексы:

- комплексная интегрированная система BaanIV предназначена для организации планируемой и учетной деятельности предприятия с целью повышения

управляемости предприятия в целом, его подразделений и взаимодействующих организаций, создание единого информационного пространства для обеспечения поддержки принятия решений;

- система OilInfoSystem с внедренными подсистемами:
- OISProduction – сбор, хранение и обработка нефтепромысловой информации для учета добычи нефти и анализа работы фонда скважин;
- OISPipe- информационно-аналитическая система промысловых трубопроводов;
- автоматизированная информационная система «Нефтесбор», позволяющая в режиме реального времени контролировать технологический процесс на ДНС, ЦПС, системе ППД и газопроводах низкого давления;
- система контроля и управления технологическим процессом добычи нефти "Регион-2000", предназначена для дистанционного контроля и управления технологическими объектами кустов скважин, а также сбора, хранения, обработки и выдачи технологической информации. На сегодняшний день в данную систему выведено 140 кустов скважин;
- интегрированная система SiGMA предназначена для накопления и обработки геолого-геофизической, технологической и промысловой информации с целью построения объемной геологической и гидродинамической моделей залежи углеводородов, карт, разрезов и оперативного контроля над разработкой месторождения;
- программный комплекс «Баспро - Аналитик» предназначен для анализа разработки месторождений, используется совместно с системой СИГМА;
- система управления данными недропользования, предназначена для эффективного управления недропользованием на лицензионных участках. Одними из важнейших задач, решаемыми системой, является мониторинг выполнения лицензионных соглашений, оценка минерально-сырьевой базы лицензионных участков, и предоставление отчетности в процессе пользования и охраны недр.

В 2015 году была закончена замена устаревших кустовых контроллеров на надежные контроллеры AllenBraleyML1500, что позволило вывести все кусты в систему телемеханики «Регион».

В 2017 году будет продолжена оптимизация каналов связи и передачи данных между подразделениями ООО «РН-Ванкор» и дочерними сервисными обществами произведена замена компьютерного, серверного и сетевого оборудования в офисе ООО «РН-Ванкор» [63].

Таблица 18 - Проекты, внедренные в ООО «РН-Ванкор»

Год	Наименование блока
Административно-управленческий блок	
2006	Совершенствование механизма привлечения иностранной рабочей силы в Обществе и дочерних Обществах.
	Анализ экономической целесообразности эксплуатации скважин по типам использованного оборудования.
	Бюджетирование ООО «РН-Ванкор», как метод управления
2007	Лизинг
	Эффективность геолого-технических мероприятий
2008	«Управленческий учет на нефтедобывающем предприятии»
2009	Переход на операторскую систему работы.
2010	Взаимоотношение банков с предприятиями, организациями в условиях экономического кризиса.
2011	Реализация инвестиционных договоров.
	Социальные льготы как один из факторов финансовой стабильности предприятия.
2012	Внедрение на предприятии современных информационных технологий (на примере электронного архива, электронного документооборота)
Геологический блок	
2006	Применение ФХВ на Ванкорском месторождении.
	Проведение ГРП на Ванкорском месторождении.
2009	Анализ эффективности эксплуатации скважин при $R_{аб} < R_{нас}$ на пластах Ач2 Тагульском месторождения
2010	Внедрение двухпакерных систем для изоляции водопритокков при выполнении геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождениях ООО «РН-Ванкор».
2011	Результаты бурения горизонтальных скважин пласта БВ-10 на Западно-Ванкорском месторождении.
2014	Добыча трудно извлекаемых запасов нефти на Ванкорском месторождении пласта БВ-6 методом резки боковых стволов

Окончание таблицы 18

Производственный блок	
2006	Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин на Ванкорском месторождении.
	Пути усовершенствования качественного и своевременного сбора, анализа информации.
2007	Эффективность геолого-технических мероприятий на Ванкорском месторождении.
	Анализ эффективности и перспективы соляно-кислотной обработки скважин, проводимых на Ванкорском месторождении.
2008	"Оптимизация использования попутного нефтяного газа на Ванкорском месторождении"
	"Эффективность применения ингибиторов против солеотложения на скважинах Ванкорского месторождения"
	"Эффективность применения станции управления с частотными преобразователями на скважинах механизированного фонда месторождения"
	"Заложение и наблюдение за геодинамическим полигоном на Впнкорском месторождении нефти"
2009	Проблемы и перспективы разработки пластов Тагульском месторождения в 2016
	Автоматизация добычи углеводородов измерительной установкой «ОЗИА – МАССОМЕР»
	Оптимизация работы с информацией технологом ГИИТС, как средство повышения оперативности контроля за ходом основного производства»
2010	Приведение учета попутного нефтяного газа сжигаемого на факельных установках в соответствие с требованиями нормативных документов.
	Современные способы и технологии рекультивации нефтезагрязненных земель.
	Анализ применения пакера на мех.фонде ООО «РН-Ванкор»
2011	Оптимизация работы скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса.
2012	Геофизические исследования скважин и внедрение новых технологий
	Перспективы перевода сузунского месторождения на эксплуатацию газа поршневыми электростанциями
2013	Использование высокоточных датчиков погружной телеметрии для гидродинамических исследований скважин
2014	Анализ возможных вариантов совершенствования технологии бурения (на примере тагульского месторождения)
2015	Применение малогабаритного оборудования УЭЦН в боковых стволах
	Внедрение обратного клапана фонтанной арматуры с греющим элементом
	Сброс и утилизация пластовых вод
Автоматизации и энергетики персоналом блок	
2009	Автоматизация кустовых насосных станций Ванкорского месторождения
	Вывод скважин на режим на месторождениях ООО «РН-Ванкор»
2010	Улучшение качества контроля за потребляемой электрической энергией.
2012	Модернизация узла учета нефти
2015	Использование НДГ для экономии электроэнергии на скважинах с БГФ

В результате выполнения этих мероприятий достигнута надежность работы серверного оборудования, надежность каналов передачи данных, оперативность

обмена информацией, увеличение производительности информационных систем и программных комплексов.

ООО «РН-Ванкор» было зафиксировано около 50% обрывов по причине непрочности резьбового соединения. Основные причины отказов оборудования:

- коррозионно-агрессивная среда;
- увеличение глубины спуска подземного оборудования;
- изношенный парк НКТ;
- не достаточно качественная работа подрядчика;
- депрессия создаваемая на НКТ.

Для улучшения работы на ООО «РН-Ванкор» начали использовать - Пластичный смазочный материал ПСМ «ВНИИТнефть».

Преимущества использования данного материала:

- применяется для герметизации, защиты от коррозии и износа резьбовых соединений НКТ в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах;
- температура применения от -50 °С до 200°С;
- применим в коррозионно-агрессивных средах, в том числе сероводородсодержащих средах;
- гарантированная герметизация резьбовых соединений при высоких давлениях жидкости до 90 Мпа и газа до 70 Мпа;
- снижает момент свинчивания при сборе резьбовых соединений не менее чем на 20%;
- смазочный материал не токсичен, по степени воздействия на организм человека относится к малоопасным веществам;
- хорошая адгезия смазки с поверхностью (даже в случае наличия на поверхности резьбы остатков другой смазки);
- отсутствие диффузного схватывания поверхностей металла, собираемых резьбовых соединений, а также исключение задиров, заеданий при высоких нагрузках сборки и при многократном свинчивании-развинчивании соединений.

Технологическая эффективность от использования материала:

- увеличение МРП скважин остановленных по НЛГ на 89 суток;
- увеличение МРП действующего добывающего фонда на 31 сутки;
- снижение оказов оборудования по НЛГ на 8 шт. в год;
- снижение потерь нефти при ТиКРС скважин остановленных по причине НЛГ на 315 тонн в год.

Таким образом, проблема отказности оборудования по НГЛ является наиболее актуальной и требует первоочередного рассмотрения.

Предложено использовать ПСМ «ВНИИТнефть» в качестве смазывающего и уплотнительного материала резьбовых соединений

При использовании ПСМ «ВНИИТнефть» МРП действующего добывающего фонда увеличился в среднем не менее чем на 31 сутки.

Таким образом, в условиях регулируемых рыночных отношений система финансирования инновационной деятельности имеет свою специфику и выступает как составной элемент финансовой политики государства. Данная система обеспечивает решение следующих задач: создание необходимых предпосылок для быстрого и эффективного внедрения технических новинок необходимых материальных условий для сохранения кадрового потенциала науки и техники[63].

В ходе проведенного анализа деятельности предприятия можно сделать вывод о том, что основной проблемой предприятия является устаревшее оборудование, которое надо заменить.

3 Разработка мероприятий по внедрению нового оборудования на предприятии

3.1 Разработка мероприятий по внедрению инновационного оборудования на предприятии

Исходя из выявленных во второй главе работы проблем в деятельности предприятия (устаревшее оборудование) в настоящем разделе рассмотрим замену нового оборудования. Для этого проведем исследование рынка наиболее распространенных моделей печей в нефтяном секторе.

При сборе высокопарафинистых, вязких нефтей, а также нефтей, имеющую высокую температуру застывания, с целью обеспечения текучести нефти, необходимо подогревать продукцию скважин, от устья скважин вплоть до ЦПС и подготовки нефти и газа.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют устьевые нагреватели УН-0,2 и ПТТ-2, а для подогрева продукции скважин в нефтесборных коллекторах - путевые нагреватели ПП-0,4; ПП-0,63; ПП-1,6 и трубопроводные нагреватели типа ПТ.

Таблица 19 – Наиболее распространенные модели печей в нефтяном секторе

Модель	Полезная тепловая мощность печи, МВт	КПД	Производительность по нефтяной эмульсии, кг/с (т/ч), в пределах	Температура нефтяной эмульсии на входе в печь, К (°С), не менее	Цена, тыс.руб.
ППН-3 (Ж)	3,0	80	17,4-34,7(62,5-125)	278 (5)	985201
ПТБ-5-40А (ЭЖ)	3,5-7,3	80	34,7-69,5 (125-250)	278 (5)	987649
ПТ-4-64Ж (К)	4,65 (4,0)	80	50 (180)	278...323 (5...50)	985125
ПТБ-5-40Э (Ж)	3,5-7,3	80	34,7-69,5 (125-250)	278 (5)	986647

Наиболее оптимальным из всех представленных вариантов является печь ПТ-4-64Ж (К). Поставщиками данного вида печи являются:

– промышленная компания «Генерация»;

- АО «Уралнефтехиммаш»;
- ЗАО «Нефтемаш».

Таблица 20 - Стоимость оборудования, руб.

Поставщиков	Стоимость оборудования
Промышленная компания «Генерация»	985201
АО «Уралнефтехиммаш»	989125
ЗАО «Нефтемаш»	986647

-

Таким образом, по стоимости приобретения для ООО «НК-Ванкор» выгоднее заключить договор с ЗАО «Нефтемаш» - 989125 руб.

Печь предназначена для нагрева нефти и нефтяных эмульсий при их промышленной подготовке и транспортировке.

Ниже в таблице 21 приведены более подробные характеристики такой печи [23].

Таблица 21 - Технические характеристики, функциональный состав оборудования - печь автоматизированная нефтеногревательная ПТ-4-64Ж

№ п/п	Параметр	Значение
1	2	3
1	Номинальная тепловая мощность, МВт	
2	Производительность по нефтяной эмульсии, т/ч (кг/с), в пределах	100...180 (34,7...69,5)
3	Температура продукта, °С: - при входе в печь, не менее - на выходе из печи, не более	+5 +90
4	КПД, %, не более	80
5	Давление в продуктовой змеевике, МПа (кгс/см ²): - рабочее, не более - расчетное - пробное гидравлическое	6,3(63) 6,3(63) 8,2(82)
6	Характеристики топливной нефти: - Теплота сгорания, МДж/м ³ , в пределах - Плотность при 20 °С кг/м ³ , не более - Вязкость, мПа·с (сСт) - Сероводород H ₂ S, % моль, не более - Двуокись углерода CO ₂ , % моль, не более - Температура эксплуатационная, К (°С), не более - Давление на входе в подогреватель, МПа (кгс/см ²), не более	40-42 850 20 10 (20) 0,01 1,0 323 (50) 4,0(40) 3,5 (35) 470

Окончание таблицы 21

1	2	3
6	- Давление перед горелкой, МПа (кгс/см ²), не более - Расход топливной нефти, кг/ч, в пределах	
7	Масса, кг, не более: - печи (в нерабочем состоянии)	25800
8	Срок службы, лет, не менее	10
9	Средний ресурс до капитального ремонта, лет	3,5

Транспортировку оборудования будет осуществлять Транспортно-экспедиционное предприятие «Автотрейдинг». Стоимость доставки включена в стоимость оборудования.

Процесс добычи нефти, главная цель которого - получение товарной нефти для потребителя заключается в сочетании элементарных технологий, включающих подъем продукции, разделение на фазы и сдачу нефти. Задача получения товарной нефти характеризуется в конечном итоге не только соединением элементарных технологий, но и общим количеством энергозатрат, в основном связанных с транспортом и разделением добываемой продукции на нефть, газ и воду [53]. Элементные технологии процесса добычи нефти настолько взаимосвязаны друг с другом, что незначительное изменение в одной из них незамедлительно сказывается на последующих. В преобладающей степени эффективность технологий зависит от параметров работы пласта. Применительно к пласту выделяются четыре противодействующие силы с точки зрения эффективности вытеснения - вязкостные, капиллярные, гравитационные и диффузионные[53].

Для каждого этапа работ требуется целый комплекс оборудования. От действий опытных специалистов и правильно подобранного оборудования будет зависеть объем полученного сырья, безопасность людей и окружающей природы. В России основные объёмы сырой нефти, поставляемой на переработку, поступают на НПЗ от добывающих объединений по магистральным нефтепроводам. Небольшие количества нефти, а также газовый конденсат, поставляются по железной дороге.

Для совершенствования деятельности предприятия планируется ввод нового оборудования - это печь автоматизированная нефтенагревательная ПТ-4-64Ж.

Для получения дизельного топлива используют печь ПТ-4-64Ж, ПП-1,6АЖ

Наиболее усовершенствуемую, чем печь ПП-1,6АЖ, так как имеется возможность поставки подогревателя с различными системами автоматизации [53]. Сравнивая коэффициент полезного действия ПТ-4-64 ж и ПП -1,6АЖ, можно сказать, что у печи ПТ-4-64Ж выше, чем у ПП-1,6АЖ

Так же можно сказать, что у печи ПТ-4-64Ж, номинальная тепловая мощность, МВт выше, чем у ПП-1,6АЖ. Так же можно сказать, что печь ПТ-4-64Ж автоматизирована и оснащается микропроцессорной системой автоматизации СА-ППН-М2-1Б и блоком подготовки жидкого топлива БПЖТ, чем ее аналог. Системы автоматизации предусматривают возможность обмена информацией с верхним уровнем управления и дистанционное управление с использованием различных промышленных протоколов (MODBUS RTU и др.), с использованием интерфейсов RS-232 и RS-485, что позволяет легко интегрировать подогреватель в АСУ-ТП[53]. Более подробно рассмотрим характеристику печей.



Рисунок 25 - Печь автоматизированная нефтенагревательная ПТ-4-64Ж

Печь автоматизированная нефтенагревательная ПТ-4-64Ж предназначена для нагрева нефти и нефтяных эмульсий при их промысловой подготовке и транспортировке. Применяются в технологических комплексах промысловой подготовки нефти при транспортировке [52].

Описание конструкции печи:

Технологические блоки печи и система автоматизации печи на месте эксплуатации связываются между собой и с другими объектами подготовки нефти трубными коммуникациями, кабельными силовыми проводками, а также проводками контроля и автоматики, согласно проекта привязки [52]. Топка, конвективная секция печи (установленные на единую раму) выполнены в виде металлических теплоизолированных корпусов, внутри которых размещены продуктовые змеевики из оребренных труб.

В топке и конвективной секции печи осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания жидкого топлива, омывающими наружные поверхности труб змеевиков и нагреваемой средой. Снаружи печи, на потолочной части крепится площадка с лестницей для обслуживания трех взрывных предохранительных клапанов. В торцевых стенках печи имеются штуцера для подвода инертного газа, либо пара от системы пожаротушения. На боковой стенке со стороны лестницы установлены два первичных датчика прибора контроля до взрывоопасной концентрации воздушной среды, кроме того, для осмотра внутреннего объема топки в процессе работы имеются две гляделки с встроенными термостойкими стеклами.

На передней панели топки установлена горелка для сжигания топлива, запальное устройство, смотровой люк. На раме установлен вентиляторный агрегат, соединенный воздухопроводом с горелкой для принудительной подачи воздуха в зону горения. На входном фланце установлен направляющий аппарат с поворотными заслонками.

Система подачи топлива размещается в отдельном утепленном шкафу, который располагается согласно проекта привязки рядом с передней панелью. Дымовая труба установлена на отдельной площадке и соединяется дымоходом с конвективной секцией печи[52]. Принцип работы печи:

На входе продукта, подлежащего нагреву производится измерение давления и температуры. Далее продукт поступает в четырех-поточный оребренный змеевик конвективной секции и в коллектор. Нефть при движении

по потокам змеевика нагревается за счет тепла отдаваемого продуктами сгорания жидкого топлива в горелке и поступающего в пространство топки [52].

Применение микропроцессорного управления технологическим процессом в печи позволяет поддерживать заданное соотношение расходов топливной жидкости и воздуха регулирующей арматурой, обеспечивая, таким образом стехиометрическое сжигание топливной смеси.

На входе в коллектор производится визуальный контроль температуры. Из коллектора продукт поступает в четырех поточный оребренный змеевик топки печи и попадает в выходной коллектор. Перед коллектором производится измерение температуры на каждом потоке.

Жидкое топливо, предварительно подогретое и отфильтрованное в блоке подготовки жидкого топлива БПЖТ, поступает в утепленный шкаф узла подачи топлива. На трубопроводах подачи жидкого топлива установлены шаровые краны с ручным управлением, нагреватель, фильтр, электроприводная отсечная арматура, диафрагма.

Розжиг печи производится от газового баллона с редуктором. Наличие пламени в горелке контролируется фотосигнализатором пламени.

Температура нагретой нефти на выходе из печи измеряется термопреобразователем и термометром. Давление контролируется манометром. В процессе работы ведется контроль за температурой дымовых газов. Величина температуры высвечивается на цифровом табло микропроцессора. На дымовой трубе установлена регулируемая заслонка.

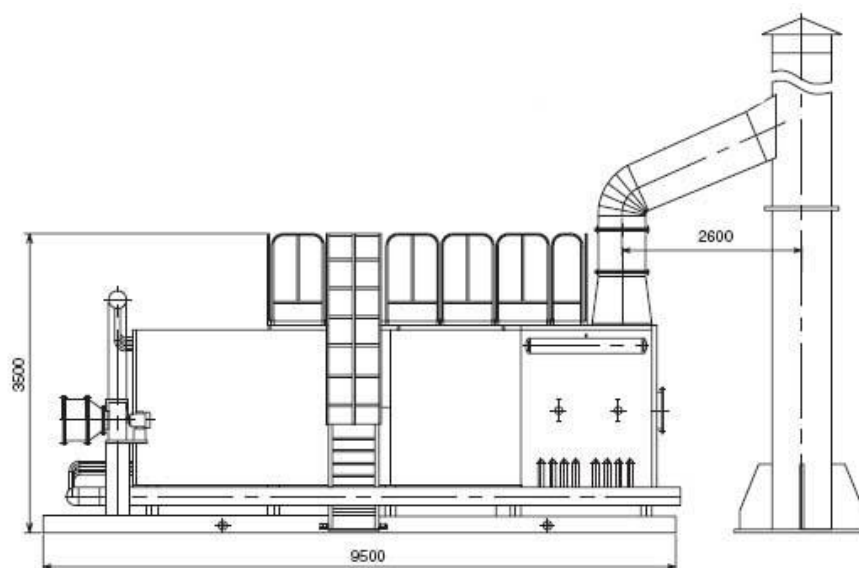


Рисунок 26 - Схема печи автоматизированной нефтенагревательной
ПТ-4-64Ж

Производственный план включает технологию производства, перечень необходимого оборудования и потребность в производственных площадях, обеспечение ресурсами, план реализации проекта, графики выхода на проектную мощность.

Таблица 22 – Перечень банков предоставляемых кредит

Наименование	Срок кредита	% ставка	Сумма предоставления кредита	Комиссия
ПАО «Газпромбанк»	2 года	10,5	До 1 млн. рублей	Отсутствие комиссии
ПАО Промсвязьбанк	До 3 лет	11,5	до 150 млн. рублей	Отсутствие комиссии
ПАО Сбербанк	До 5 лет	17	не более 1,5 млн. рублей	Отсутствие комиссии
ПАО Альфа-Банк	До 3 лет	12,5	До 5 млн. рублей	Отсутствие комиссии

Для финансирования проекта будет использован банковский кредит. Кредит можно получить в ПАО «Газпромбанк», который работает с нефтяными компаниями, предоставляя им денежные средства в кредит под залог движимого или недвижимого имущества предприятия.

ПАО «Газпромбанк» предоставляет льготный кредит под 10,5 % годовых. Срок кредита – 2 года. Для того чтобы определить сумму кредита, необходимую для реализации инвестиционного проекта надо определить потребность в капитальных вложениях.

Проект по организации работы печи планируется осуществить в течение 6 мес. После окончания разработки бизнес-плана, предполагается получение кредита в банке и будет произведена закупка оборудования, так же осуществлены строительно-монтажные, пуско-наладочные работы, обучение персонала. По проекту требуемая численность персонала составляет 5 чел.

Сотрудники будут задействованы из имеющего состава персонала. Нужно будет произвести обучение сотрудников. Для обучения будет заключен договор с Центром подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Института нефти и газа. Адрес: г. Красноярск, пр. Свободный 82.

Таблица 23 – Программа подготовки и переподготовки специалистов, в тыс. руб.

Программа	Стоимость за одного сотрудника	Количество сотрудников, чел.	Итого
Программа профессиональной переподготовки «Механизация и автоматизация строительства»	92800	5	464000

Таким образом:

985125 (стоимость оборудования с доставкой) + 464000 обучение = 1449125 руб.

Финансовый раздел, завершающий бизнес-план, включает расчеты, связанные с финансированием проекта, план погашения кредита, финансовые результаты деятельности, показатели эффективности проекта, описание основных рисков по проекту. Все расчеты сделаны с учетом нулевого уровня инфляции и предположения, что инфляция воздействует на доходы и расходы одинаковым образом. Потребность в финансировании по предполагаемому проекту составляет 1 млн. руб. предполагаемым источником финансирования являются кредитные

средства коммерческого банка. Погашение кредита начинается с третьего квартала и производится равными долями в течение 4 кварталов, проценты начисляются на остаток долга.

Таблица 24 – Выплата процентов и основного долга по кредиту, 2017 г., тыс. руб.

Показатели	Всего	По кварталам			
		1	2	3	4
Выплата основного долга	1000,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Выплата процентов	107478	13434	13434	13434	13434
Общая сумма выплат	1107478	138434	138434	138434	138434

Расчет более подробный в приложении В.

Таким образом, предприятие осуществляет усовершенствование оборудования путем печи автоматизированной нефтенагревательной ПТ-4-64Ж. Стоимость затрат составит 1449125 руб.

3.2 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

Любой инвестиционный проект может быть охарактеризован с различных сторон: финансовой, технологической, организационной, временной и др. Каждая из них по-своему важна, однако финансовые аспекты инвестиционной деятельности во многих случаях имеют решающее значение [62].

Одним из основных элементов финансового анализа вообще и оценки инвестиционных проектов в частности является оценка денежного потока C_1 , C_2 , C_3 , C_n , генерируемого в течение ряда временных периодов в результате реализации проекта.

Критерии, используемые в анализе инвестиционной деятельности, можно разделить на две группы в зависимости от того, учитывается или нет временной параметр [62]:

1. Основанные на учетных оценках:

— чистый доход $ЧД(NV)$;

— срок окупаемости инвестиций (PP);

2. Основанные на дисконтированных оценках:

— чистый дисконтированный доход, ЧДД (NPV);

— индекс рентабельности инвестиций, (PI);

— внутренняя норма прибыли (IRR);

— дисконтированный срок окупаемости инвестиций (DPP).

Методика расчета чистого дохода инвестиционного проекта ЧД(NV) основана на расчете накопленного сальдо инвестиционного проекта и представляет собой сумму чистых результатов инвестиционного проекта за весь период его эксплуатации. Для расчета этого показателя объединим все денежные потоки, связанные с реализацией проекта в таблице 20.

Срок окупаемости инвестиций является самым простым показателем эффективности инвестиций. Срок окупаемости инвестиций - это время, необходимое инвестору для возмещения суммы его первоначального вложения капитала (инвестиций). Он определяется как отношение суммы вложения капитала к величине чистой прибыли:

$$T_{\text{ок.}} = K/P., \quad (1)$$

где $T_{\text{ок}}$ - срок окупаемости инвестиций, лет

K . - сумма инвестиций, тыс. руб.

P . – сумма чистой прибыли

$$T_{\text{ок}} = 1000000 \text{ тыс. руб.} / 845454,0 \text{ тыс. руб.} = 1,2 \text{ года}$$

Срок окупаемости инвестиций составил 1,2 года или 1 год 2 месяцев.

Чистый дисконтированный доход (NPV) или чистая приведенная стоимость – оценка сегодняшней стоимости потока будущего дохода. Он определяется как

сумма текущих эффективностей за весь расчетный период, приведенная к начальному итогу.

Положительное значение NPV свидетельствует об эффективности инвестиционного проекта. Поскольку $NPV > 0$, то есть доходы превышают расходы, то проект является, эффективным и предприятие, будет получать прибыль.

Эффект, получаемый от принятия решений, выработанных на основании расчетов в рамках предлагаемой методики – это прямая экономия денежных средств от остановки нерентабельного фонда и отказа от неэффективных технологических и геологических мероприятий.

Таким образом, для повышения прибыльности по осуществлению основной деятельности компании ООО «РН-Ванкор» необходимо осуществлять контроль и снижать текущие издержки в сфере добычи нефти, ее переработки и сбыта продукции. Не менее важным является осуществление контроля дебиторской и кредиторской задолженности, за валютными курсами, своевременной реализацией инвестиционных проектов и др. для обеспечения роста положительного финансового результата от осуществления прочей деятельности.

Таблица 26 - Показатели эффективности проекта и параметры их расчета

Наименование показателя	Обозначение	Значение
1 Срок окупаемости (номинально), год	PBP	29,9
2 Чистая приведенная стоимость, тыс.руб. (10,5%)	NPV	845454,0
- с учетом риска и инфляции тыс. руб. (23%)	NPV	836421,0
3 Индекс доходности инвестиций	PI	0,03

Финансовые результаты проекта представлены в следующей таблице 25.

Таблица 25 - Финансовые результаты по проекту, млн. руб.

Показатели	2016 г.	2017 г.
Общая выручка от реализации продукции	1 951 800	2 452 300
Выручка от реализации за минусом НДС	1 756 600	2 207 000
Общие затраты на производство и сбыт продукции	1 127 700	1 174 700
Финансовый результат	628,9	1032,3
Чистая прибыль	591,2	970,3
Рентабельность, %	0,5	0,8

Рассчитав финансовый результат по внедрению оборудования, можно сказать, что рентабельность увеличилась на 60% за счет увеличения выручки от реализации на 26 %.

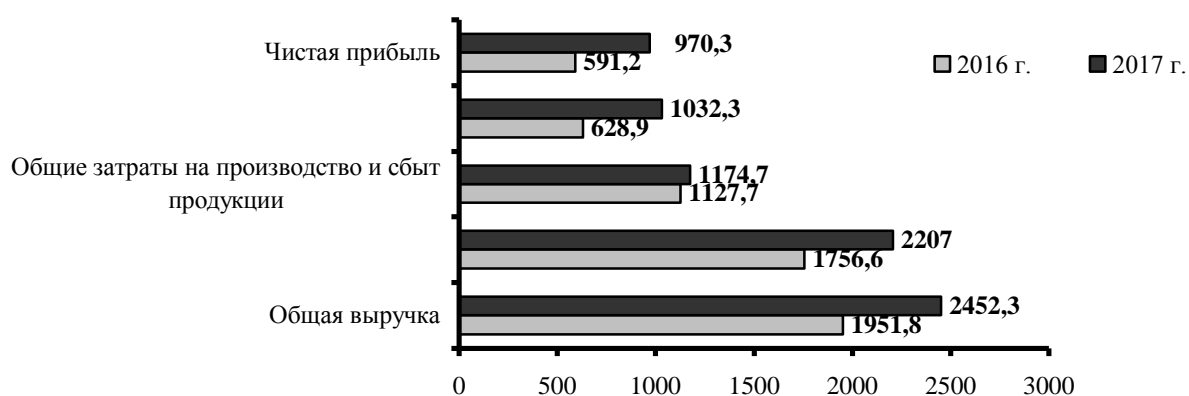


Рисунок 27 – Показатели финансовых результатов

Итак, расчет показателей, приведенных в таблице, показал, что данный проект, направленный на внедрение нового оборудования в ООО «РН-Ванкор», эффективен. Все расходы инвестора, связанные с внедрением и реализацией проекта вернутся инвестору уже через 1 год 2 месяца. Кроме того, прибыль, полученная им от применения печи, составит в 2017 г. 970,3 тыс.руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе работы достигнута поставленная цель - обосновать целесообразность внедрения нового оборудования, и решены поставленные задачи: осуществить анализ тенденций развития нефтедобывающей отрасли в мире и в России, исследовать основные подходы к организации процесса производства на предприятиях нефтедобывающей отрасли, провести анализ финансово-хозяйственной деятельности и особенностей организации производственного процесса в ООО «РН-Ванкор», выявить основные проблемы производственной деятельности в ООО «РН-Ванкор», разработать мероприятия по внедрению нового оборудования.

Исследование проблем производственной деятельности ООО «РН-Ванкор» позволило прийти к нескольким результатам и выводам.

ООО «РН-Ванкор» относится к стабильно развивающимся нефтедобывающим предприятиям отрасли России, имеющим инвестиционно привлекательную сырьевую базу.

Анализ капитала предприятия позволил установить, что в его структуре преобладают долгосрочные и краткосрочные источники финансирования. Оценка показателя общей ликвидности показала, что предприятие испытывает недостаток ликвидных средств. Анализ финансовых результатов выявил сокращение чистой прибыли в 2015 году на 17,10%.

Анализ основных технико-экономических показателей, за исследуемый период, выявил падение рентабельности продукции на 13,44%, рентабельности активов на 3,1% по причине сокращения чистой прибыли. Фондоотдача выросла на 0,36 копеек с 1 рубля, вложенного в основные средства. Фондоемкость продукции снизилась на 0,56 копеек, что указывает на повышение эффективности использования основных средств.

За исследуемый период времени предприятие наращивало объем добычи углеводородов, используя современные технологии добычи, достигнув потолка для эксплуатируемых месторождений, возникла угроза снижения добычи. В

этой связи, важным является ввод новых месторождений (Сузунского, Тагульского и Лодочного) для сохранения стабильной производственной деятельности. Вместе с тем, анализ финансового состояния предприятия, показал дефицит собственных средств, для инвестирования в освоение новых месторождений углеводородного сырья. Поэтому, ввод новых месторождений на основе использования нового оборудования, невозможно без привлечения внешнего финансирования.

В ходе проведенного анализа деятельности предприятия можно сделать вывод о том, что основной проблемой предприятия является устаревшее оборудование, которое надо заменить.

Были предложены следующие мероприятия:

- затраты, направленные на замену оборудования;
- расчет финансового показателя по внедрению оборудования.

Рассчитав финансовый результат по внедрению оборудования, можно сказать о положительном влиянии на рентабельность, которая увеличилась на 60% .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Добыча нефти в России: статистические данные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.syl.ru/article/209339/new_dobyicha-nefti-v-rossii-statisticheskie-dannyie
2. Доходы от экспорта газа упали на 30%, нефти на 36% [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vestifinance.ru/articles/71619>
3. Зингель, Е.М. Остаточная нефть: проблемы и технологии / Е.М. Зингель // Нефть. Газ. Инновации. – № 6 (161). – С. 71 – 74.
4. Кластер перемен // Наш красноярский край: краева государственная газета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gnkk.ru/articles/klaster-peremen.html>
5. Котомин, А. Б. Ванкорский кластер: развитие нефтедобычи и трубопроводного транспорта нефти в Восточной Арктике / А. Б. Котомин // Вестник МГТУ, том 18, № 3, 2015 г. – С. 428 – 433.
6. Международный промышленный портал [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://promvest.info/ru/otrasli-i-predpriyatiya/dobyicha-nefti-v-mire-v-2014-2015-gg-stranyi-lideryi-po-dobyiche-nefti/>
7. Мировой рынок нефти [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <https://psyera.ru/3544/mirovoy-rynok-nefti>
8. Мировой рынок нефти [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://mirznanii.com/a/156654/mirovoy-rynok-nefti>
9. На Ванкоре началось снижение добычи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/06/09/644700-vankore-dobichi>
10. Нефтяная и газовая промышленность в Красноярске [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://krasnoyarsk.dk.ru/wiki/neftyanaya-promyshlennost>
11. Нефтяная отрасль: мифы и реальность [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/mify-neftyanoi-otrasli.html>

12. Нефтяная промышленность России // Молодежный научный форум: Технические и математические науки: электр. сб. ст. по материалам V студ. междунар. заочной науч.-практ. конф. – М.: «МЦНО». – 2013 –№ 5(5) / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://nauchforum.ru/archive/MNF_tech/5\(5\).pdf](https://nauchforum.ru/archive/MNF_tech/5(5).pdf)

13. Нефтяная промышленность России: история, проблемы и перспективы развития [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.syl.ru/article/170277/new_neftyanaya-promyishlennost-rossii-istoriya-problemyi-i-perspektivy-razvitiya

14. Нефтяной комплекс [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/2631611/page:7>

15. Основные проблемы нефтяной промышленности [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://pue8.ru/tek/254-problemy-neftyanoj-promyishlennosti.html>

16. Основные тенденции развития мирового рынка нефти до 2030 года: обзор отрасли. ПАО «Лукойл».

17. Павловская, А. В. Оценка и резервы повышения эффективности добычи нефти в Республике Коми [Текст] / А. В. Павловская // Актуальные вопросы экономических наук: материалы III междунар. науч. конф. (г. Уфа, июнь 2014 г.). – Уфа: Лето, 2014. – С. 44 – 47.

18. Проблемы и перспективы нефтяной отрасли в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://geolike.ru/page/gl_4429.htm

19. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года [Экономический ресурс]. – Режим доступа: https://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf

20. Развитие нефтегазового комплекса Красноярского края [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <file:///C:/Users/Downloads/s019-014.pdf>

21. Развитие нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://doloni.ru/neftyanaya_promyishlennost_rossii.html

22. Реализация стратегии ресурсно-инновационного замещения в добывающем секторе экономики [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://kpfu.ru>

23. Роснефть сегодня [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vankorneft.rosneft.ru/press/today/item/178177/>

24. Себестоимость добычи сырой нефти по странам мира в 2015 и 2016 гг., себестоимость нефти в России в 2016 году [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <https://malina-group.com/isledovaniya/cebestoimost-dobychi-nefti-po-stranam-mira-istochnik-cebestoimost-dobychi-nefti-po-stranam-mira-v-2015-godu>

25. Симагин, Ю.Б. Экономика сибирского региона / Ю.Б. Симагин // Континент – Сибирь. – 2005. - № 18

26. Среднемесячные цены на сырьевые товары в сентябре 2015 года [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://mylektsii.ru>

27. Технологические особенности бурения газовых и нефтяных скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://promplace.ru/burovye-ustanovki-staty/burenie-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin-2032.htm>

28. Технология бурения горизонтальных скважин [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/burenie-gorizontalnykh-neftyanykh-skvazhin>

29. Технология добычи нефти [Экономический ресурс]. – Режим доступа: http://22century.ru/popular-science-publications/extraction_of_oil

30. Толстолыткин, И.П. Развитие нефтяной отрасли Ханты-Мансийского автономного округа / И.П. Толстолыткин. – № 27. – 2015.

31. Трудноизвлекаемая нефть – будущее нефтяной отрасли [Экономический ресурс]. – Режим доступа: <http://novostienergetiki.ru/trudnoizvlekaemaya-neft-budushhee-neftyanoj-otrasli>

32. Фрай, М.Е. Оценка современного состояния нефтяной промышленности России / М.Е. Фрай // Вестник Удмуртского университета 2015. Т. 25, вып. 2. С. 75 – 81.

33. Химия нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://proofoil.ru/Oilchemistry/gradeofoil.html>
34. Энергоаппетиты человечества [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://journal.esco.co.ua/2005_8/art105.htm
35. Этот многообещающий Ванкор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/vankorskoje-mestorozhdenije.html>
36. Журнал Коммерсант [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3114683>
37. ОАО «НК-Роснефть» [Электронный ресурс]: отчет об устойчивом развитии компании. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/11/99/passport_pinr_2015.pdf
38. Журнал нефтяника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <Http://neftianka.livejournal.com/181042.html>
39. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf
40. Микитухо, А.А. Факторный анализ финансовых результатов как важнейший инструмент управления организацией, его роль и значение / А.А. Микитухо, В.А. Головина // Альманах «Научные записки ОрелГИЭТ». – 2013. – №2(8). – 0,88 п.л. (авт.0,44 п.л.).
41. Журнал экологические и технологические проблемы при добычи нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://oilgasnews.ru/news/95-problemyi-pri-dobyiche-nefti>
42. Ванкорское месторождение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://limited.rosneft.ru/press/today/item/178177/>
43. Анализ работы системы подготовки пластовой воды на УПСВ-Юг [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <file:///C:/Users/Downloads/10.pdf>
44. Позднякова В.Я. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятий: учебник / Позднякова В.Я. – Москва: Инфра-М , 2014. – 617 с.

45. Иванов И.Н, Экономика промышленного предприятия: учебник / И.Н. Иванов – Москва: Инфра-М , 2011. – 395 с.
46. Бухгалтерский отчет 2015 года ООО «РН-Ванкор»
47. Кибиткин, А. И. Учет и анализ в коммерческой организации: учебное пособие / А. И. Кибиткин – Москва: Академия Естествознания, 2013. – 315 с.
48. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 3-2015 [Электронный ресурс]: корпоративные СМИ ОАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/attach/0/02/92/v03-2015.pdf>
49. Себестоимость добычи нефти [Электронный ресурс]: аналитический центр группы Малина. – Режим доступа: <http://malina-group.com/>
50. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 1-2016, выпуск [Электронный ресурс]: корпоративные СМИ ОАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/attach/0/02/00/v01-2016.pdf>
51. Любушин, Н.П. Анализ методов и моделей оценки финансовой устойчивости организаций / Н.П. Любушин. – Москва: Инфра-М , 2011. – 395 с.
52. Галушкина, Л.В. Экономический анализ: теория и практика / Л.В. Галушкина. – 2010. - № 1 (166). – 256 с.
53. Инновационные газовые технологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ingastech.ru/pech_avtomatizirovannaya_neftenagrevatel-naya_pt-4-64g.html
54. Технология процесса добычи нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://revolution.allbest.ru/geology/00279533_0.html
55. Инженерно производимое предприятие [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tech-new.ru/products.php?func=read&i=33>
56. Крылов, С. И. Методика анализа дебиторской и кредиторской задолженности по данным бухгалтерской (финансовой) отчетности. [Электронный ресурс] / С. И. Крылов // Финансовый вестник: финансы, налоги, страхование, бухгалтерский учет – 2011. – №4. – Режим доступа: <http://www.1-fin.ru/?id=614>

57. Санович, М.А. Разработка мероприятий по повышению эффективности деятельности компании [Электронный ресурс] / М.А.Санович // Nauka-rastudent.ru. – Электрон. журнал. – 2015. – Режим доступа: <http://naukarastudent.ru/13/2336>

58. Котова, Н.Н. Оценка эффективности бизнеса организации / Н.Н. Котова // Вестник ЮУрГУ. Сер. Экономика и менеджмент. – 2014. – № 2. – С.12 – 14.

59. Колачева, Н.В. Финансовый результат предприятия как объект оценки и анализа / Н. В. Колачева // Вестник НГИЭИ. – 2015. – № 1(44). – С. 29 – 35.

60. ЦБ: кредиты предприятиям [Электронный ресурс] / Информационный портал: banki.ru – Режим доступа: <http://www.banki.ru/news/lenta/?id=7616701>

61. Чернова, В.Э., Анализ финансового состояния предприятия учебное пособие / В.Э. Чернова, Т.В. Шмулевич. 2-е изд.-Санкт-Петербург: СПбГТУРП, 2011. – 95 с.

62. Шеремет, А. Д. Теория экономического анализа / А. Д. Шеремет – 3-е изд., доп. – Москва: Инфра-М, 2011. – 352 с.

63. Научно-технический вестник АО «Роснефть» [Электронный ресурс].- Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication-/177119/v02_2006.pdf

64. Леффлер, У.Л. Переработка нефти / У.Л. Леффлер. 2-е изд., пересмотренное. – М.: Олимп-Бизнес, 2009. – 224 с.

65. Положение ООО «РН-Ванкор» организация безопасного производства работ при обслуживании, эксплуатации и обеспечении безаварийной работы внутрипромысловых, технологических и магистральных трубопроводов № пз-05 р-0855 юл-583

66. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК-Роснефть» и его обществ группы № п1-01.05 с-0038

67. ОАО «НК-Роснефть» [Электронный ресурс]: результаты по МСФО за 12 мес.2014. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/12/99/Rosneft_Q4_2014_IFRS_RUS.pdf.

68. ОАО «НК-Роснефть» [Электронный ресурс]: результаты по МСФО за 12 мес. 2015. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/90/Rosneft_Q4_2013_IFRS_RUS.pdf.

69. ОАО «НК-Роснефть» [Электронный ресурс]: результаты по МСФО за 4 кв. и 12 мес. 2013. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/90/ROSNEFT_Q4_2012_IFRS_RUS.pdf

70. ОАО «НК-Роснефть» [Электронный ресурс]: отчет в области устойчивого развития за 2014 г. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/23/02/RN_SR_2014_WEB.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Бухгалтерский баланс ООО «РН-Ванкор»

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015
Актив					
Нематериальные активы	184 318	222 071	190 666	171 074	903 773
Основные средства	281 569 204	345 124 142	380 933 558	382 059 582	365 595 312
Долгосрочные финансовые вложения	23	23	23	468	1 884
Прочие внеоборотные активы	104 532	164 226	4 413 298	3 838 844	6 290 397
Внеоборотные активы	282 132 161	346 696 864	386 986 058	387 576 510	375 385 843
Запасы	46 115 086	32 322 476	29 058 937	24 822 976	21 345 968
НДС по приобретенным ценностям	4 194 435	816 371	377 054	479 976	312 275
Дебиторская задолженность	46 414 580	37 671 683	68 252 749	81 639 205	106 015 678
Краткосрочные финансовые вложения				223	1 271
Денежные средства	1 000 562	542	220	377	480
Прочие оборотные активы	3 817 689			127 288	181 438
Основные средства	281 569 204	345 124 142	380 933 558	382 059 582	365 595 312
Оборотные активы	101 542 352	70 811 072	97 688 960	107 070 045	127 857 110
Активы всего	383 674 513	417 507 936	484 675 018	494 646 555	503 242 953
Пассив					
Уставный капитал	11 896	11 896	11 896	11 896	11 896
Добавочный капитал	740 000	740 000	740 000	740 000	740 000
Резервный капитал	595	595	595	595	595
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	238 381 747	272 804 933	330 731 965	277 466 104	22 279 943
Капитал и резервы	239 134 238	273 557 424	331 484 456	278 218 595	23 032 434
Займы и кредиты (долгосрочные)	44 567 916	59 837 627	99 226 744	5 955 000	243 755 055
Прочие долгосрочные обязательства			273 451	169 176	114 075

Окончание приложения А

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015
Долгосрочные обязательства	49 778 105	65 578 664	114 491 384	26 598 094	273 643 829
Займы и кредиты (краткосрочные)	545 072	37 105 877	2 048 779	58 429 729	88 806 536
Оборотные активы	101 542 352	70 811 072	97 688 960	107 070 045	127 857 110
Активы всего	383 674 513	417 507 936	484 675 018	494 646 555	503 242 953
Пассив					
Уставный капитал	11 896	11 896	11 896	11 896	11 896
Добавочный капитал	740 000	740 000	740 000	740 000	740 000
Резервный капитал	595	595	595	595	595
Капитал и резервы	239 134 238	273 557 424	331 484 456	278 218 595	23 032 434
Займы и кредиты (долгосрочные)	44 567 916	59 837 627	99 226 744	5 955 000	243 755 055
Прочие долгосрочные обязательства			273 451	169 176	114 075
Долгосрочные обязательства	49 778 105	65 578 664	114 491 384	26 598 094	273 643 829
Займы и кредиты (краткосрочные)	545 072	37 105 877	2 048 779	58 429 729	88 806 536
Кредиторская задолженность	93 820 838	40 667 581	35 140 452	35 396 480	32 746 076
Доходы будущих периодов	4 828	3 972	5 513	7 406	9 472
Прочие краткосрочные обязательства				92 999 993	82 260 239
Краткосрочные обязательства	94 762 170	78 371 848	38 699 178	189 829 866	206 566 690
Пассивы всего	383 674 513	417 507 936	484 675 018	494 646 555	503 242 953

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Отчет о финансовых результатах ООО «РН-Ванкор»

Наименование	2011	2012	2013	2014	2015
Доходы и расходы по обычным видам деятельности					
Выручка от продажи (за минусом НДС, акцизов ...)	227 624 931	215 819 014	243 840 564	271 227 942	368 073 526
Себестоимость проданных товаров, работ, услуг	70 994 548	150 560 361	154 447 776	169 039 923	198 440 543
Валовая прибыль	156 630 383	65 258 653	89 392 788	102 188 019	169 481 923
Коммерческие расходы	29 103 007	940 515	468 315	3 380 380	60 244 532
Управленческие расходы	2 891 121	3 404 248	2 591 517	6 560 043	2 816 301
Прибыль (убыток) от продажи	124 636 255	60 913 890	86 332 956	92 247 596	106 421 090
Операционные доходы и расходы					
Проценты к получению	189 368	4 277	189	163	183
Проценты к уплате	3 412 710	7 828 023	9 627 688	7 852 893	36 404 303
Доходы от участия в других организациях	24	22	6	49	
Прочие доходы	11 503 850	3 255 089	1 188 910	1 334 656	3 327 828
Прочие расходы	12 712 791	12 930 728	4 164 868	4 241 192	12 126 733
Внереализационные доходы и расходы					
Прибыль (убыток) до налогообложения	120 203 996	43 414 527	73 729 505	81 488 379	61 218 065
Текущий налог на прибыль	23 438 420	9 400 417	14 061 491	14 555 912	10 361 648
Чрезвычайные доходы и расходы					
Отложенные налоговые обязательства	5 144 238	5 597 713	9 488 287	15 316 972	18 750 060
Чистая прибыль (убыток)	95 928 249	34 469 530	58 810 771	64 734 132	48 750 280

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выплата процентов и основного долга по кредиту

Показатели	Всего, руб.	2017 г.			
		По кварталам			
		1	2	3	4
Выплата основного долга	1000,0	Январь – 41,66 Февраль – 41,66 Март – 41,67 Итого за 1 квартал - 125,0	Апрель – 41,66 Май – 41,66 Июнь – 41,67 Итого за 2 квартал - 125,0	Июль – 41,66 Август – 41,66 Сентябрь – 41,67 Итого за 3 квартал - 125,0	Октябрь – 41,66 Ноябрь – 41,66 Декабрь – 41,67 Итого за 4 квартал - 125,0
Выплата процентов	107478	13434	13434	13434	13434
Общая сумма выплат	1107478	138434	138434	138434	138434

Сумма ежемесячного платежа: 46 145 руб.

Сумма ежеквартального платежа: 138 434,75

Переплата по процентам за кредит: 107 478 руб.

Итоговая переплата с учетом комиссий: 107 478 руб.

Эффективная процентная ставка: 10,5 %